



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Estudio técnico económico de la producción del e-metanol  
para abastecer las necesidades de un pesquero mediante  
hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial (Acceso desde Grado  
I. Eléctrica)

AUTOR/A: Ramognino Meitín, Manuel Antonio

Tutor/a: Escrivá Castells, Facundo Alberto

CURSO ACADÉMICO: 2023/2024

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer, en primer lugar, a mi madre y hermana todo el apoyo que me han dado a lo largo de estos años de formación universitaria. Sé que mi padre se sentiría orgulloso de mi trabajo. Finalmente, agradecerle a mi tutor, Alberto Escrivá, toda su ayuda para realizar este trabajo final de máster.

## **RESUMEN**

En este proyecto se analiza y justifica la elección de combustibles alternativos al MGO (Marine Gas Oil), como el LPG, LNG, hidrógeno, amoníaco y metanol. Realizando el diseño óptimo de una instalación para generar e-metanol (metanol verde) para abastecer una flota de barcos pesqueros utilizando energía eléctrica. Desde un estudio preliminar para suplir la demanda mediante módulos FV, hasta el dimensionado de la planta generadora de hidrógeno verde mediante hidrólisis del agua, el sintetizador de metanol, depósitos de acumulación de metanol y los dispensadores.

Además, se lleva a cabo un análisis técnico-económico y verificar la capacidad de la instalación para satisfacer la demanda prevista, evaluando la rentabilidad mediante el cálculo del costo de producción por litro de metanol verde. También se estudian diversas configuraciones de la planta para optimizar los costos de producción.

El estudio concluye con una comparación de los costos económicos entre usar metanol verde y MGO para propulsar un barco pesquero, proporcionando un marco comparativo para evaluar la viabilidad económica del uso de metanol como alternativa más sostenible.

**Palabras Clave:** E-Fuels; E-Metanol; MGO; LPG; LNG; Hidrogeno; Amoníaco; Metanol; Electrolizador; Sintetizador de Metanol; GEI; OMI

## RESUM

En aquest projecte s'analitza i es justifica la elecció de combustibles alternatius al MGO (Marine Gas Oil), com ara el LPG, LNG, hidrogen, amoníac i metanol. Es realitza el disseny òptim d'una instal·lació per a generar e-metanol (metanol verd) per a subministrar una flota de vaixells pesquers utilitzant energia elèctrica. Des d'un estudi preliminar per suplir la demanda mitjançant mòduls FV, fins al dimensionament de la planta generadora d'hidrogen verd mitjançant hidròlisi de l'aigua, el sintetitzador de metanol, dipòsits d'acumulació de metanol i els dispensadors.

A més, es du a terme una anàlisi tècnico-econòmica i es verifica la capacitat de la instal·lació per satisfer la demanda prevista, avaluant la rendibilitat mitjançant el càlcul del cost de producció per litre de metanol verd. També s'estudien diverses configuracions de la planta per optimitzar els costos de producció.

L'estudi conclou amb una comparació dels costos econòmics entre l'ús de metanol verd i el MGO per propulsar un vaixell pesquer, proporcionant un marc comparatiu per avaluar la viabilitat econòmica de l'ús de metanol com a alternativa més sostenible.

**Paraules clau:** E-Fuels; E-Metanol; MGO; LPG; LNG; Hidrogeno; Amoniac; Metanol; Electrolitzador; Sintetitzador de Metanol; GEI; OMI.

## **ABSTRACT**

In this project, the analysis and justification of choosing alternative fuels to MGO (Marine Gas Oil), such as LPG, LNG, hydrogen, ammonia, and methanol, are conducted. The optimal design of a facility to produce e-methanol (green methanol) to supply a fleet of fishing vessels using electric energy is carried out. This ranges from a preliminary study to meet the demand using PV modules, to sizing the green hydrogen generation plant through water electrolysis, the methanol synthesizer, methanol storage tanks, and dispensers.

Additionally, a technical-economic analysis is conducted to verify the facility's capacity to meet the projected demand, assessing profitability by calculating the production cost per liter of green methanol. Various plant configurations are also studied to optimize production costs.

The study concludes with a comparison of economic costs between using green methanol and MGO to power a fishing boat, providing a comparative framework to evaluate the economic viability of methanol as a more sustainable alternative.

**Keywords:** E-Fuels; E-Methanol; MGO; LPG; LNG; Hydrogen; Ammonia; Methanol; Electrolyser; Methanol Synthesizer; GHG; IMO

# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
1.1	OBJETIVO.....	1
1.2	CONTEXTUALIZACIÓN Y PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA ACTUAL.....	2
1.3	JUSTIFICACIÓN .....	3
<b>2</b>	<b>ESTRATEGIAS Y TECNOLOGIAS PARA LOS COMBUSTIBLES NEUTROS EN CARBONO .....</b>	<b>5</b>
2.1	MEDIDAS DE EFICIENCIA PARA REDUCIR LA DEMANDA ENERGÉTICA DEL BUQUE .....	5
2.2	TECNOLOGÍAS ACTUALES Y FUTURAS PARA LA DESCARBONIZACIÓN .....	5
2.2.1	<i>Sistemas de lubricación de aire .....</i>	<i>5</i>
2.2.2	<i>Sistemas de propulsión asistida por viento .....</i>	<i>7</i>
2.2.3	<i>Pilas de combustibles.....</i>	<i>8</i>
2.2.4	<i>Hidrógeno licuado.....</i>	<i>11</i>
2.2.5	<i>Captura y almacenamiento de carbono a bordo.....</i>	<i>12</i>
2.2.6	<i>Propulsión nuclear .....</i>	<i>13</i>
2.3	COMBUSTIBLES PARA LA DESCARBONIZACIÓN.....	15
2.4	TRAZABILIDAD DEL GEI DE LOS ACTIVOS FÍSICOS Y LAS OFERTAS DE SERVICIOS PARA EL PROVEEDOR DE COMBUSTIBLE Y EL ARMADOR.....	19
2.5	PREVISIONES PARA EL 2050 MGO, METANOL, HIDRÓGENO, AMONIACO, METANOL.....	20
2.6	COMBUSTIBLES: MGO, LPG, LNG, HIDRÓGENO, AMONIACO, METANOL.....	21
2.6.1	<i>Comparativa de las dimensiones del depósito .....</i>	<i>21</i>
2.6.2	<i>Comparativa de las emisiones.....</i>	<i>22</i>
2.6.3	<i>Propiedades de seguridad relevantes.....</i>	<i>23</i>
2.7	DESARROLLO ACTUAL DE LA MOTORIZACIÓN DEL AMONIACO Y METANOL .....	27
2.8	JUSTIFICACIÓN DEL COMBUSTIBLE PARA EMPLEAR .....	28
2.9	ESQUEMAS PROPULSIVOS DE SISTEMAS TÉRMICOS Y TÉRMICO-ELÉCTRICOS HÍBRIDOS.....	29
2.10	EL MOTOR DE METANOL .....	34
2.10.1	<i>Emisiones de NO<sub>x</sub>.....</i>	<i>37</i>
2.10.2	<i>Instalación depósitos de metanol según la EMSA .....</i>	<i>40</i>
2.11	PROCESO DE GENERACIÓN DEL HIDROGENO VERDE .....	42
2.11.1	<i>Tipos de electrolizadores .....</i>	<i>42</i>
2.11.2	<i>Reacciones y proceso .....</i>	<i>45</i>
2.12	PROCESO DE GENERACIÓN DEL E METANOL.....	48
2.12.1	<i>Tipos de sintetizar metanol .....</i>	<i>50</i>
2.12.2	<i>Reacciones y proceso .....</i>	<i>52</i>
<b>3</b>	<b>DIMENSIONADO DE LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN DE E-METANOL .....</b>	<b>55</b>
3.1	SITUACIÓN GEOGRÁFICA .....	55
3.2	DEMANDAS ENERGÉTICAS .....	56
3.3	METODOLOGÍA .....	56
3.3.1	<i>Condiciones de contorno .....</i>	<i>57</i>
3.3.2	<i>Casos de estudio .....</i>	<i>57</i>

Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

---

3.4	CONSUMO DE GASOIL ACTUAL.....	57
3.4.1	<i>Equivalencia a e-metanol</i> .....	57
3.4.2	<i>Equivalencia a Hidrógeno</i> .....	58
3.4.3	<i>Energía eléctrica necesaria</i> .....	58
3.5	DIMENSIONADO PRELIMINAR DE LA INSTALACIÓN FV.....	59
3.5.1	<i>Número de módulos FV</i> .....	59
3.6	CASO 1.....	65
3.6.1	<i>Electrolizador y sintetizador de metanol</i> .....	65
3.6.2	<i>Depósitos de acumulación de Metanol</i> .....	72
3.6.3	<i>Bombas de Metanol</i> .....	72
3.6.4	<i>Representación de llenado de depósitos</i> .....	72
3.6.5	<i>Síntesis</i> .....	74
3.7	CASO 2.....	75
3.7.1	<i>Número máximo de pesqueros admisibles</i> .....	75
3.7.2	<i>Representación de llenado de depósitos</i> .....	79
3.7.3	<i>Síntesis</i> .....	80
3.8	CASO 3.....	81
3.8.1	<i>Electrolizador</i> .....	81
3.8.2	<i>Otros indicadores de rendimiento para electrolizadores</i> .....	82
3.8.3	<i>Sintetizador de metanol</i> .....	83
3.8.4	<i>OPEX</i> .....	84
3.8.5	<i>Cálculos económicos</i> .....	85
3.8.6	<i>Síntesis</i> .....	92
4	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>93</b>
5	<b>REFERENCIAS</b> .....	<b>95</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. RESUMEN DE AMBICIONES Y PUNTOS DE CONTROL MÍNIMOS INDICATIVOS EN LA ESTRATEGIA REVISADA DE GEI DE LA OMI, FUENTE: DNV.....	2
FIGURA 2. SOLUCIONES PARA REDUCCIÓN DE GEI, FUENTE: DNV.....	5
FIGURA 3. REPRESENTACIÓN VIRTUAL DEL AIDAPERLA EQUIPADO CON UN SISTEMA DE LUBRICACIÓN POR AIRE.....	6
FIGURA 4. SISTEMA DE LUBRICACIÓN POR AIRE DEL AIDAPERLA.....	7
FIGURA 5. TECNOLOGÍAS DE SISTEMA DE PROPULSIÓN ASISTIDA POR VIENTO.....	8
FIGURA 6. SEA-CARGO CON INSTALACIÓN DE DOS VELAS DE ROTOR INCLINABLES.....	8
FIGURA 7. SIEMENS WESTINGHOUSE SOFC HYBRID (220KW), FUENTE: SIEMENS.....	9
FIGURA 8. TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO LÍQUIDO MAN CRYO, FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS.....	11
FIGURA 9. SISTEMA DE HIDRÓGENO LÍQUIDO MAN CRYO, FUENTE MAN ENERGY SOLUTIONS.....	11
FIGURA 10. PROCESO DE CAPTURA DE CO <sub>2</sub> , FUENTE MITSUBISHI.....	13
FIGURA 11. PORTAVIONES ESTADOUNIDENSE DE PROPULSIÓN NUCLEAR USS GERALD R. FORD NAVEGANDO HACIA EL FIORDO DE OSLO, NORUEGA, MAYO DE 2023.....	14
FIGURA 12. REACTOR DE 5 MW eVINCI, FUENTE: WESTINGHOUSE.....	14
FIGURA 13. COSTOS ANUALES Y VALOR ACTUAL NETO PARA LOS ESCENARIOS NUCLEARES MÁXIMOS Y MÍNIMOS DE UN BUQUE PORTACONTENEDORES DE 15.000 TEU, FUENTE: DNV.....	15
FIGURA 14. CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA BARCOS >5.000 GT, FUENTE: IMO 2022.....	15
FIGURA 15. DEMANDA FUTURA DE COMBUSTIBLES NEUTROS EN CARBONO EN EL SECTOR MARÍTIMO, FUENTE: IMO.....	16
FIGURA 16. PREVISIÓN DE LOS DIVERSOS GEI EL SECTOR MARÍTIMO EN FUNCIÓN DE LAS REGULACIONES, FUENTE: DNV.....	16
FIGURA 17. SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES NEUTROS EN CARBONO PARA EL TRANSPORTE MARINO Y EL RESTO DE INDUSTRIA, FUENTE: DNV.....	17
FIGURA 18. REPRESENTACIÓN DE LAS FUTURAS DE LAS ALTERNATIVAS A LA DESCARBONIZACIÓN.....	18
FIGURA 19. MAPA QUE MUESTRA LA DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA POR ÁREA DE LAS TERMINALES DE AMONIACO Y METANOL EXISTENTES, FUENTE: AFI.....	18
FIGURA 20. VÍNCULO FÍSICO ENTRE COMBUSTIBLE, SERVICIO DE TRANSPORTE Y CARGA, FUENTE: DNV.....	19
FIGURA 21. SERVICIO DE DESACOPLO DE LAS EMISIONES REALES DEL BARCO Y LA CARGA, FUENTE: DNV.....	19
FIGURA 22. SERVICIO DE DESACOPLO DEL TIPO DE COMBUSTIBLE Y LA CARGA, FUENTE: DNV.....	20
FIGURA 23. PREVISIONES PARA EL 2050 DE EXPERTTALK: METHANOL AS MARINE FUEL 04.05.2023, FUENTE MAN ENERGY SOLUTIONS.....	20
FIGURA 24. PREVISIONES PARA EL 2033 DE EXPERTTALK: METHANOL AS MARINE FUEL 04.05.2023, FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS.....	21
FIGURA 25. ENERGÍA MÍNIMA DE IGNICIÓN, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	23
FIGURA 26. RANGO DE INFLAMABILIDAD FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	24
FIGURA 27. IMAGEN DE LA FRAGILIDAD DEL HIDRÓGENO, FUENTE: EMSA.....	26
FIGURA 28. CONFIGURACIÓN TRADICIONAL: SISTEMA PROPULSIVO A LA IZQUIERDA, PLANTA GENERADORA DE ELECTRICIDAD A LA DERECHA, FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS.....	29
FIGURA 29. CONFIGURACIÓN HIBRIDA MAN HYPROP ECO SYSTEM, FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS.....	29
FIGURA 30. ESQUEMA GENERAL DEL SISTEMA MAN HYPROP ECO SYSTEM, FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS.....	30
FIGURA 31. MODO 1 (IZQUIERDA) Y MODO 2 (DERECHA) SISTEMA MAN HYPROP ECO SYSTEM, FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS.....	31

## Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

FIGURA 32. MODO 3 (IZQUIERDA) Y MODO 4 (DERECHA) SISTEMA MAN HYPROP ECO SYSTEM, FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS. ....	32
FIGURA 33. MODO 5 (IZQUIERDA) Y MODO 6 (DERECHA) SISTEMA MAN HYPROP ECO SYSTEM, FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS. ....	33
FIGURA 34. COMPONENTES Y TUBERÍAS DE METANOL EN CADA CILINDRO, FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS. ....	34
FIGURA 35. SECCIÓN TRANSVERSAL (DERECHA) QUE MUESTRA EL ÚLTIMO DISEÑO Y PUNTOS DE INTERÉS DE FBIV-M, FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS. ....	35
FIGURA 36. DIAGRAMA DE FLUJO PRINCIPAL PARA EL SISTEMA AUXILIAR ME-LGIM (PARTE 1) , FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS. ....	36
FIGURA 37. DIAGRAMA DE FLUJO PRINCIPAL PARA EL SISTEMA AUXILIAR ME-LGIM (PARTE 2), FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS. ....	37
FIGURA 38. EMISIONES DE NO <sub>x</sub> MEDIDAS Y SFOC RELATIVO (%) QUE COMPARA EL FUNCIONAMIENTO DEL METANOL Y EL DIÉSEL, FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS. ....	38
FIGURA 39. REDUCCIÓN DE NO <sub>x</sub> EN FUNCIÓN DE LA CARGA Y TIPO DE COMBUSTIBLE Y MEZCLA, FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS. ....	39
FIGURA 40. MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE NO <sub>x</sub> PARA ALCANZAR TIER III EN LOS NIVELES DE EMISIONES, FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS. ....	39
FIGURA 41. ZONAS PARA INSTALAR LOS DEPÓSITOS SEGÚN LA EMSA PARTE 1, FUENTE: EMSA. ....	41
FIGURA 42. ZONAS PARA INSTALAR LOS DEPÓSITOS SEGÚN LA EMSA PARTE 2, FUENTE: EMSA. ....	41
FIGURA 43. TÍPICO ELECTROLIZADOR ALCALINO, FUENTE: EMSA. ....	43
FIGURA 44. TÍPICO ELECTROLIZADOR PEM, FUENTE: EMSA. ....	44
FIGURA 45. TÍPICO ELECTROLIZADOR SOEC, FUENTE: EMSA. ....	45
FIGURA 46. VISTA ESQUEMÁTICA DE UN ELECTROLIZADOR AEM, FUENTE: ALBISTUR 2022. ....	45
FIGURA 47. REPRESENTACIÓN DE LAS REACCIONES DE LOS ELECTROLIZADORES SEGÚN LA TIPOLOGÍA, FUENTE: TOPSOE. ....	46
FIGURA 48. DEMANDAS ENERGÉTICAS DEL PROCESO ELECTROLÍTICO A PRESIÓN AMBIENTE EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA, FUENTE: “PRODUCCIÓN HIDRÓGENO DEL AGUA” UPV. ....	47
FIGURA 49. EL HIDRÓGENO VERDE COMO VECTOR ENERGÉTICO Y SUS APLICACIONES, FUENTE: TOPSOE. ....	47
FIGURA 50. MOLÉCULA DE METANOL A LA IZQUIERDA Y ETANOL A LA DERECHA. EL ÁTOMO DE OXÍGENO SE MUESTRA EN MORADO. ....	48
FIGURA 51. ESQUEMA CONCEPTUAL DE LA PRODUCCIÓN DEL METANOL DE BAJA Y ALTA CONCENTRACIÓN EN CO <sub>2</sub> , FUENTE: PLUG. ....	49
FIGURA 52. REGIONES DÓNDE SE PRODUCEN LOS DIVERSOS METANOLES Y SUS CAPACIDADES PRODUCTORAS, FUENTE: METHANEX. ....	50
FIGURA 53. PROCESO DE OBTENCIÓN DEL METANOL TRADICIONAL, FUENTE: PLUG. ....	51
FIGURA 54. PROCESO DE OBTENCIÓN DEL BIO-METANOL Y E-METANOL HIBRIDO, FUENTE: PLUG. ....	52
FIGURA 55. PROCESO DE OBTENCIÓN DEL E-METANOL, FUENTE: PLUG. ....	52
FIGURA 56. ESQUEMA DEL PROCESO DE SÍNTESIS DE METANOL TOPSOE TIER 1, FUENTE: TOPSOE. ....	53
FIGURA 57. UBICACIÓN PUERTO DE CELEIRO, VIVEIRO, LUGO, FUENTE: GOOGLE EARTH. ....	55
FIGURA 58. UBICACIÓN PUERTO DE CELEIRO, VIVEIRO, FUENTE: GOOGLE EARTH. ....	56
FIGURA 59. LONJA DE PUERTO DE CELEIRO, FUENTE: GOOGLE EARTH. ....	56
FIGURA 60. NÚMERO DE MÓDULOS FV A INSTALAR, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	62
FIGURA 61. SUPERFICIE DISPONIBLE EN LA LONJA DE PUERTO DE CELEIRO, FUENTE: GOOGLE EARTH. ....	64
FIGURA 62. REPRESENTACIÓN DE LA SUPERFICIE NECESARIA MÍNIMA SI SE INSTALAR MÓDULOS FV, FUENTE: GOOGLE EARTH. ....	64
FIGURA 63. ELECTROLIZADOR H-TEC MPH PEM DE 10MW DE 240M <sup>2</sup> , FUENTE: H-TEC. ....	67
FIGURA 64. PLANTA SINTETIZADORA DE METANOL TOPSOE 150 – 600 MTPD, FUENTE: TOPSOE. ....	68
FIGURA 65. DEPÓSITOS DE E-METANOL LAPESA MODELO LFD 200, FUENTE LAPESA. ....	72
FIGURA 66. BOMBA DE E-METANOL RED JACKET AG STP, FUENTE: RED JACKET. ....	72
FIGURA 67. EVOLUCIÓN DEL NIVEL ACUMULADO HORARIO DE LOS DEPÓSITOS DE E-METANOL (CASO1), FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	73

## Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

---

FIGURA 68. EVOLUCIÓN DEL NIVEL ACUMULADO DIARIO DE LOS DEPÓSITOS DE E-METANOL (CASO 1), FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	74
FIGURA 69. EVOLUCIÓN DEL NIVEL ACUMULADO HORARIO DE LOS DEPÓSITOS DE E-METANOL (CASO2), FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	79
FIGURA 70. EVOLUCIÓN DEL NIVEL ACUMULADO DIARIO DE LOS DEPÓSITOS DE E-METANOL (CASO 2), FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	80
FIGURA 71. COSTE [€/L] DE E-METANOL POR BUQUE PESQUERO, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	86
FIGURA 72. COSTE [€/MMBTU] DE E-METANOL POR BUQUE PESQUERO, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	86
FIGURA 73. COMPARATIVA COSTE [€/MMBTU] VS COSTE ENERGÉTICO [€] DE E-METANOL POR BUQUE PESQUERO, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	87
FIGURA 74. COSTE [€/L] DE E-METANOL A MÁXIMA PRODUCCIÓN, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	87
FIGURA 75. COSTE [€/MMBTU] DE E-METANOL A MÁXIMA PRODUCCIÓN, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	88
FIGURA 76. COMPARATIVA COSTE [€/MMBTU] VS COSTE ENERGÉTICO [€] DE E-METANOL A MÁXIMA PRODUCCIÓN, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	88
FIGURA 77. PRECIOS USD/MMBTU DE COMBUSTIBLES FÓSILES DERIVADOS DEL PETRÓLEO, FUENTE: DNV Y ARGUS. ....	89
FIGURA 78. PRECIOS USD/MMBTU DE BIOCOMBUSTIBLES CON UN 30%-100% "BIO", FUENTE: DNV Y ARGUS. ....	89
FIGURA 79. PRECIO USD/MMBTU DE E-COMBUSTIBLE, FUENTE: DNV Y ARGUS. ....	90
FIGURA 80. PRECIO USD/MMBTU DE MGO, BIOMETANOL Y METANOL GRIS, FUENTE: DNV Y ARGUS. ....	90
FIGURA 81. PRECIO USD/MMBTU DE LOS COMBUSTIBLES ACTUALES CARBURANTES ACTUALES, FUENTE: DNV Y ARGUS. ....	91
FIGURA 82. DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLE, FUENTE: DNV Y ARGUS. ....	91

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. COMPARATIVA DE LAS DIMENSIONES DEL DEPÓSITO EQUIVALENTE AL MGO, FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS.	22
TABLA 2. COMPARATIVA DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES EN COMPARACIÓN AL MGO, FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS. .....	22
TABLA 3. NIVELES DE EXPOSICIÓN AGUDA PARA EL AMONIACO, FUENTE: EPA.....	25
TABLA 4. NIVELES DE EXPOSICIÓN AGUDA PARA EL METANOL, FUENTE: EPA.....	25
TABLA 5. CATEGORÍAS DE EXPOSICIÓN AGUDA Y SUS PROTECCIONES, FUENTE: EPA.....	26
TABLA 6. ESTADO ACTUAL DE LA MOTORIZACIÓN DEL METANOL Y AMONIACO, FUENTE: MAN ENERGY SOLUTIONS.....	27
TABLA 7. CAPEX DE LOS DIVERSOS ELECTROLIZADORES, FUENTE: CHALLENGES IN POWER-TO-X.....	42
TABLA 8. EFICIENCIAS DE LOS DIVERSOS ELECTROLIZADORES, FUENTE: CHALLENGES IN POWER-TO-X.....	42
TABLA 9. BALANCES TERMODINÁMICOS PARA LA REACCIÓN (8) A DIFERENTES TEMPERATURAS Y 1 ATM, FUENTE: “PRODUCCIÓN HIDRÓGENO DEL AGUA” UPV. ....	47
TABLA 10. DEMANDA MENSUAL DE MGO FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	57
TABLA 11. DEMANDA EQUIVALENTE DE MGO A E-METANOL, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	58
TABLA 12. ENERGÍA NECESARIA EN MJ DE HIDRÓGENO, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	58
TABLA 13. ENERGÍA ELÉCTRICA NECESARIA EN MWH, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	58
TABLA 14. DATOS HISTÓRICOS DEL TIEMPO VIVEIRO, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	59
TABLA 15. OBTENCIÓN DE LOS DATOS DE IRRADIACIÓN, FUENTE: PVGIS. ....	60
TABLA 16. IRRADIANCIAS PARA LAS DIVERSAS INCLINACIONES, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	60
TABLA 17. RESUMEN DEL NÚMERO DE MÓDULOS NECESARIOS, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	62
TABLA 18. DIMENSIONES DEL MÓDULO FV, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	63
TABLA 19. SUPERFICIE NECESARIA, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	63
TABLA 20. COMPARATIVA ELECTROLIZADORES Y TIPOLOGÍAS DISPONIBLES, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	66
TABLA 21. DEMANDAS MENSUALES DEL SINTETIZADOR DE METANOL TOPSOE TIER 1, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	69
TABLA 22. DEMANDAS MENSUALES DE LOS 3 ELECTROLIZADORES H-TEC SYSTEMS, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	70
TABLA 23. DEMANDAS MENSUALES GENERALES DE LA INSTALACIÓN DE E-METANOL (CASO 1), FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. .....	71
TABLA 24. DEMANDAS MENSUALES DEL SINTETIZADOR DE METANOL TOPSOE TIER 1, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA ....	76
TABLA 25. DEMANDAS MENSUALES DE LOS 3 ELECTROLIZADORES H-TEC SYSTEMS, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	77
TABLA 26. DEMANDAS MENSUALES GENERALES DE LA INSTALACIÓN DE E-METANOL (CASO 2), FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. .....	79
TABLA 27. CAPEX ACTUALES Y FUTUROS DE LOS TIPOS DE ELECTROLIZADORES, FUENTE: CHALLENGES IN POWER-TO-X. ....	81
TABLA 28. EFICIENCIA ACTUAL Y FUTURA DE LOS TIPOS DE ELECTROLIZADORES, FUENTE: CHALLENGES IN POWER-TO-X.....	83
TABLA 29. VIDA ÚTIL ACTUAL Y FUTURA DE LOS TIPOS DE ELECTROLIZADORES, FUENTE: CHALLENGES IN POWER-TO-X.....	83
TABLA 30. CAPEX, OPEX, EFICIENCIA Y VIDA ÚTIL DEL REACTOR DE METANOL Y DEL FISCHER-TROPSCH REACTOR, FUENTE: CHALLENGES IN POWER-TO-X.....	84
TABLA 31. CAPEX Y OPEX, FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	85
TABLA 32. COSTES [€/L] Y [€/MMBTU], FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ....	85

## 1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad hay una tendencia hacia el uso de fuentes de energía renovables y limpias como parte de la transformación energética que estamos experimentando. Dada la necesidad de abordar el cambio climático y sus efectos, tanto gobiernos como corporaciones están avanzando hacia la adopción de alternativas energéticas que promuevan un modelo basado en recursos limpios, estables y accesibles. Esto es crucial para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, una realidad predominante, especialmente en el sector transporte. En este marco, alternativas como el hidrógeno, amoníaco o metanol verde emergen como soluciones viables para forjar un futuro más sustentable.

En el proyecto se justifica la elección del combustible a emplear de entre MGO, LPG, LNG, hidrógeno, amoníaco, metanol. El óptimo dimensionado de la instalación generadora de e-metanol, incluyendo todas y cada una de las etapas necesarias para la generación del e-metanol mediante energía eléctrica. Desde un estudio preliminar para suplir la demanda mediante módulos fotovoltaicos, hasta el dimensionado de la planta generadora de hidrógeno verde mediante hidrólisis del agua, el sintetizador de metanol, depósitos de acumulación de metanol y los dispensadores.

Se realiza un análisis técnico-económico para asegurar el correcto funcionamiento de las instalaciones y verificar su capacidad para cubrir la demanda. Posteriormente, se efectúan estudios para identificar la configuración óptima de la estación generadora de e-metanol y evaluar cómo fluctúa dicho costo de producción. Se analizará la viabilidad económica de la instalación, determinando el costo de producción del litro de metanol verde.

Esto finalizará con una comparación económica entre la opción de un barco pesquero existente propulsado por MGO y otro por uno propulsado a metanol.

La descarbonización del transporte marítimo conllevará costos significativos, costos que no pueden ser absorbidos por partes interesadas individuales, ya sean armadores o gobiernos. Probablemente serán necesarios nuevos acuerdos contractuales para que los costos adicionales se distribuyan a lo largo de la cadena de valor y, finalmente, lleguen al consumidor final.

### 1.1 Objetivo

En este trabajo fin de master el objetivo principal es la descarbonización en el sector marítimo. A continuación, se muestran los principales objetivos de este estudio

1. Analizar la situación medioambiental.
2. Mostrar tecnologías actuales y futuras de la descontaminación marítima.
3. Realizar un análisis de las alternativas de los combustibles fósiles derivados del petróleo como el MGO hacia el camino de los combustibles neutros en CO<sub>2</sub>.
4. Realizar la selección de los principales componentes de la instalación generadora de e-metanol.
5. Realizar un dimensionamiento preliminar de una instalación fotovoltaica.
6. Realizar un análisis técnico para determinar la potencia de la instalación garantizando la habilidad de suplir correctamente la demanda.

7. Realizar un análisis económico para evaluar la viabilidad económica de la instalación y conocer el coste de producción.
8. Realizar una comparativa económica entre los diferentes combustibles actuales derivados del petróleo, biocombustibles y e-combustible.

A mayores, se incluyen los objetivos ODS siguientes, que vienen marcado por la Agenda 2030:

- ODS 7 Energía asequible y no contaminante: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.
- ODS 8 Trabajo decente y crecimiento económico: Promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todos.
- ODS 9 Industria, innovación e infraestructura: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación.
- ODS 12 Producción y consumo responsables: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.
- ODS 13 Acción por el clima: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

## 1.2 Contextualización y planteamiento de la problemática actual

El tiempo corre más fuerte en los esfuerzos por identificar, definir y resolver las barreras para una descarbonización exitosa y segura. La mejor estrategia dependerá de muchos parámetros, como el tamaño del buque y el patrón comercial. Sin embargo, el pragmatismo y un camino definido para la vida del buque serán clave para evitar activos poco atractivos o varados. Alcanzar el objetivo de GEI (gases de efecto invernadero) de la OMI (Organización Marítima Internacional) para 2030 requerirá que el transporte marítimo asegure entre el 30% y el 40% del suministro global anual estimado de combustibles neutros en carbono para entonces, una tarea casi imposible considerando que otros sectores competirán por el mismo combustible. Por lo tanto, cualquier mejora que se pueda lograr para reducir el consumo de energía es una obviedad. Siempre que sea posible, se deben implementar medidas operativas de eficiencia energética, como la reducción de la velocidad, la optimización de rutas, la limpieza del casco y las hélices.

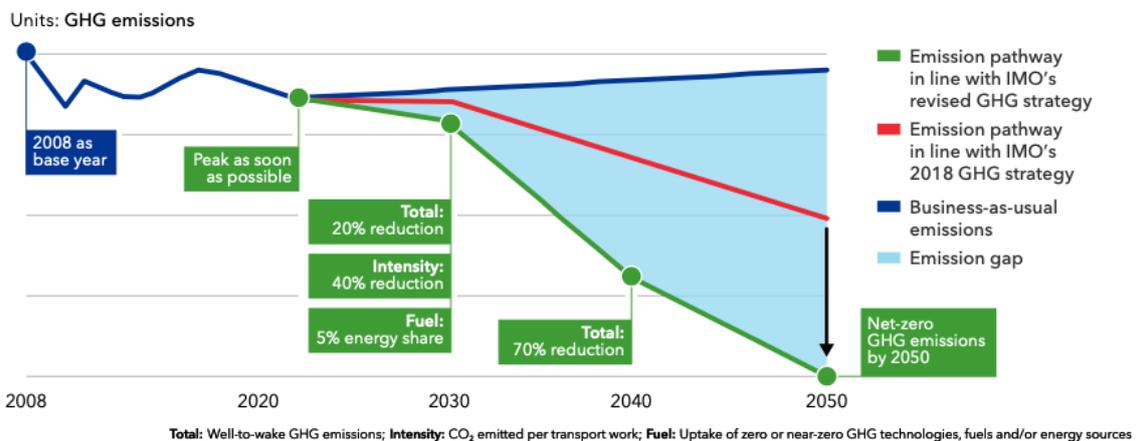


Figura 1. Resumen de ambiciones y puntos de control mínimos indicativos en la estrategia revisada de GEI de la OMI, fuente: DNV.

La OMI en julio de 2023 completó la primera revisión de su estrategia de GEI. Con esta estrategia inicial de reducir el 50% de GEI para 2050. Tomando a 2008 como línea de base ahora tiene como objetivo reducir las emisiones de GEI en un 20% en 2030, mientras que se esfuerza por el 30%; luego por el 70% para 2040, mientras se esfuerza por el 80%; y alcanzar el cero neto alrededor de 2050.

Existen varias estrategias para conseguir esta reducción. Por un lado, aplicar medidas de eficiencia que disminuyan la demanda energética, y por otro el objetivo es lograr una adopción de tecnologías, combustibles y/o fuentes de energía con emisiones nulas o casi nulas de GEI, que representen al menos el 5% de la energía utilizada por el transporte marítimo internacional, mientras se esfuerza por alcanzar el 10%.

### **1.3 Justificación**

Para la obtención del título de Máster en Ingeniería Industrial es preciso la realización de un trabajo o un proyecto original en el cual se expongan los conocimientos, habilidades y competencias adquiridas por el estudiante a lo largo de sus años de formación académica.

El enfoque del proyecto se centra en presentar una alternativa a los combustibles fósiles derivados del petróleo como solución a la descarbonización del sector marítimo. Además, el proyecto se desarrolla siguiendo las directrices del Desarrollo de Objetivos Sostenibles.

Este proyecto está realizado con la intención de poder darle la importancia y el gran valor medioambiental que poseen los combustibles alternativos como el hidrógeno, e-amoniaco y e-metanol.



## 2 ESTRATEGIAS Y TECNOLOGIAS PARA LOS COMBUSTIBLES NEUTROS EN CARBONO

### 2.1 Medidas de eficiencia para reducir la demanda energética del buque

Las medidas de eficiencia generalmente tienen como objetivo reducir la demanda de energía de propulsión y del motor auxiliar (por ejemplo, aumentar la eficiencia del casco y la hélice, reducir la carga del hotel, la potencia en tierra) o mejorar la producción de energía (por ejemplo, recuperación de calor residual, sistemas híbridos de baterías y optimización de sistemas de maquinaria). Existe el potencial de mejora en las áreas de mayor pérdida de energía; por ejemplo, reduciendo la fricción del casco y recuperando la energía del escape del motor y del agua de refrigeración. Estas medidas generalmente tienen un costo de inversión sustancial y efectos potencialmente significativos de reducción de emisiones. Muchas medidas técnicas se limitan a la aplicación en nuevos barcos, debido a las dificultades o los altos costos de la adaptación de los barcos existentes. Con el aumento de la complejidad del sistema y la necesidad de una operación parcialmente automatizada de varias de estas tecnologías, el software y los controles se están convirtiendo en aspectos cada vez más importantes de la operación y el diseño de los buques.

A continuación, se mostrarán soluciones que pueden contribuir a descarbonizar el envío y su potencial de reducción de GEI con sus porcentajes de reducción estimados.

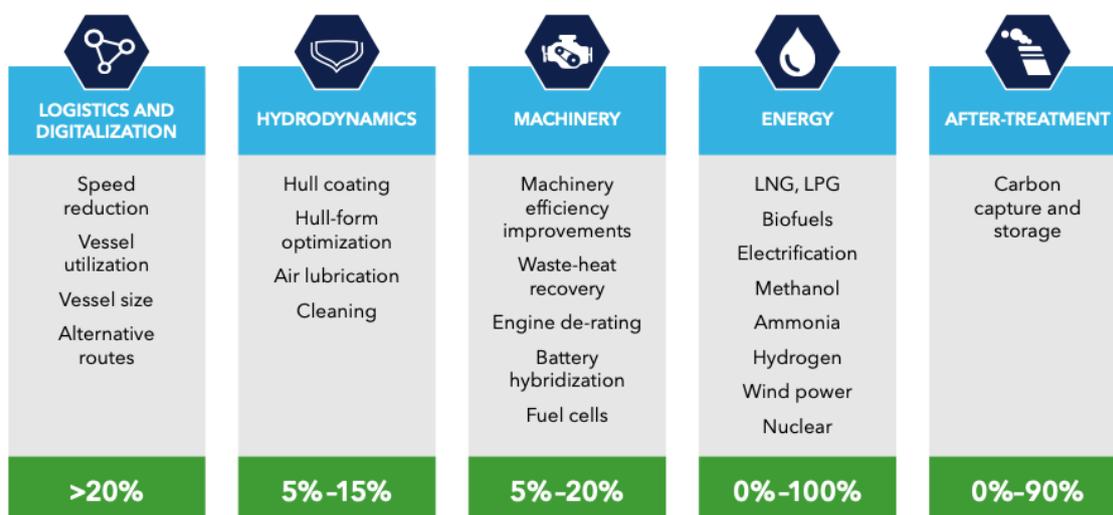


Figura 2. Soluciones para reducción de GEI, fuente: DNV.

### 2.2 Tecnologías actuales y futuras para la descarbonización

Se presenta una perspectiva de seis tecnologías. Tres destinados a reducir el consumo de combustible, pilas de combustible, hidrógeno licuado como combustible, una de captura de carbono a bordo y propulsión nuclear.

#### 2.2.1 Sistemas de lubricación de aire

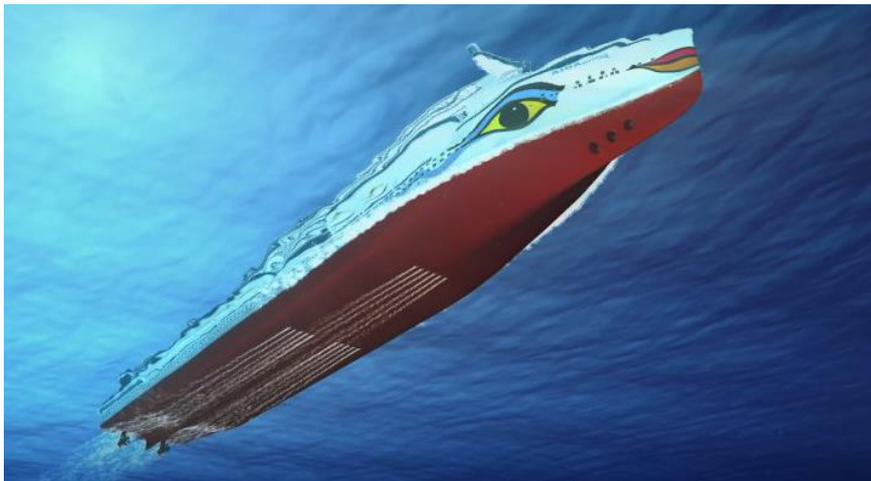
Los sistemas de lubricación por aire inyectan aire a lo largo del área del fondo plano de un barco para reducir la resistencia por fricción.

Los sistemas de lubricación del aire (ALS) pueden reducir el consumo de energía al reducir la resistencia entre el casco y el agua de mar mediante la inyección de aire a lo largo del área de fondo plano de un barco. La resistencia de una embarcación al movimiento a través del agua consta de múltiples componentes, de los cuales la resistencia a la fricción es el dominante. Para los buques de desplazamiento de baja velocidad, la resistencia a la fricción puede alcanzar el 85% de la resistencia total.

La resistencia a la fricción es proporcional a la superficie mojada del casco y a la velocidad de crucero, e incluso pequeñas disminuciones en la fricción pueden tener grandes impactos en el consumo de combustible cuando el buque viaja a toda velocidad.

Los sistemas de lubricación de aire inyectan aire a lo largo del área del fondo plano de un barco para reducir la resistencia por fricción. Debido a la turbulencia en la capa límite. Se establece una mezcla de aire y agua de mar. Cuando se puede generar una capa de aire sostenida en esta mezcla sobre una gran parte del fondo del barco, la reducción de la resistencia es mayor que si la capa de aire se rompe en burbujas tipo parches o si las burbujas tipo parches se rompen aún más en grandes burbujas.

La reducción de la resistencia por fricción depende de la homogeneidad de la mezcla de aire y agua de mar y la velocidad de flujo de aire a través del ancho del fondo a lo largo del barco, lo que hace que la distribución de las unidades de liberación de aire que descargan el aire sea un factor importante.



**Figura 3. Representación virtual del AIDAperla equipado con un sistema de lubricación por aire.**

Algunos sistemas aplican varias filas de unidades de liberación de aire en la dirección longitudinal del barco, mientras que todos tienen varias unidades de liberación de aire colocadas transversalmente. Se pone mucho esfuerzo en el diseño de las salidas de aire para mejorar la eficiencia de la inyección de aire. El objetivo es lograr la máxima reducción de la resistencia viscosa por fricción con un mínimo de presión y volumen de aire requeridos.



**Figura 4. Sistema de lubricación por aire del AIDAPERLA.**

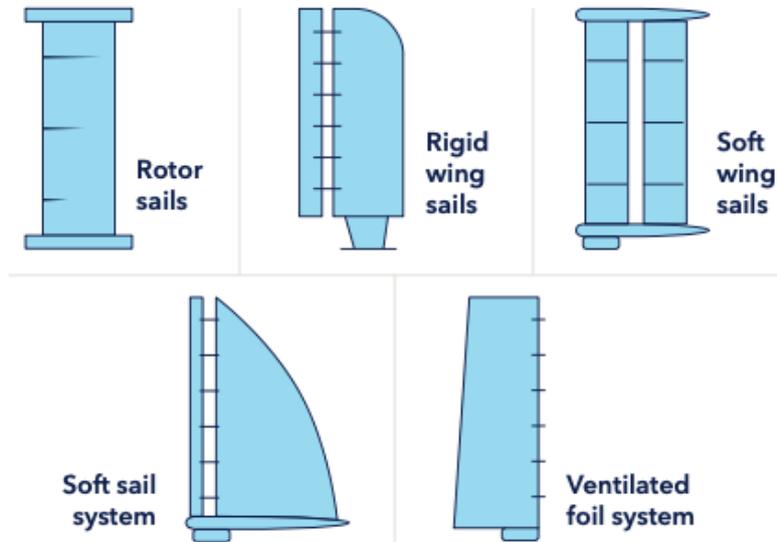
Los valores típicos para el ahorro neto de energía, proporcionados por los fabricantes del sistema, están en el rango del 4% al 7% en condiciones climáticas normales de funcionamiento.

#### 2.2.2 Sistemas de propulsión asistida por viento

La propulsión asistida por viento ya ha producido un ahorro anual de combustible de entre el 5% y el 9% para ciertos barcos, y se afirma que tiene el potencial de alcanzar el 25%.

A diferencia de los combustibles alternativos, la propulsión asistida por el viento, porque utiliza energía eólica para proporcionar directamente un empuje adicional a un barco, se clasifica como una tecnología que reduce la potencia de propulsión en los índices de eficiencia energética de EEXI/EEDI.

Potencialmente, las ganancias pueden ser mayores si las nuevas construcciones están diseñadas específicamente para transportar sistemas de vela. Al combinar la tecnología de propulsión asistida por el viento con algoritmos de enrutamiento meteorológico y optimización logística (por ejemplo, permitiendo una velocidad más baja), las ventajas de la navegación se pueden mejorar generando rutas óptimas para embarcaciones individuales. La transición a combustibles neutros en carbono generalmente implicará un aumento de los costos de combustible y una reducción de la capacidad/rango de almacenamiento de energía. En este contexto, el viento combinado con medidas de optimización de la energía y, potencialmente, una pequeña parte de los combustibles fósiles puede ser justo lo que se necesita para tener éxito: implementar completamente un concepto de emisiones casi cero.



**Figura 5. Tecnologías de sistema de propulsión asistida por viento.**

La mayoría de los sistemas modernos utilizan sistemas de control y automatización inteligentes de última generación para operar de forma segura, sin el requisito de tripulación adicional.



**Figura 6. Sea-Cargo con instalación de dos velas de rotor inclinables.**

Sea-Cargo ha instalado dos velas de rotor inclinables en su buque SC Connector informa que ha ganado un efecto de propulsión y mejora de la capacidad operativa de la instalación. Ha estimado que el 21% de la energía consumida por el buque en 2021 era energía renovable.

### 2.2.3 Pilas de combustibles

Las pilas de combustible son dispositivos electroquímicos que convierten la energía química del combustible directamente en electricidad mediante reacciones electroquímicas. A continuación, se presenta un resumen de los principales tipos de pilas de combustible, sus características, problemas y estado actual.

**Célula de Combustible Alcalina (AFC):** estas pilas emplean electrodos muy porosos para aumentar la velocidad de la reacción y operan a temperaturas bajas, por debajo de los 100 °C. Utilizan un catalizador de platino y requieren aire libre de CO<sub>2</sub>, utilizando hidrógeno y oxígeno puros. El electrolito en las AFC puede ser fluido o permanecer estático, sellando el gas con una pasta. Las AFC enfrentan varios desafíos, como el manejo de electrolitos cáusticos y calientes,

especialmente en las versiones líquidas. La carbonatación del electrolito es un problema grave, especialmente en las matrices, y las AFC tienen una vida útil limitada, con ensayos en tierra que muestran duraciones de 2000 a 3000 horas debido a la degradación de los electrodos de carbono. Varta y Siemens han fabricado pilas de electrolito circulante. Las AFC son adecuadas para aplicaciones espaciales y submarinas, pero su uso es limitado ya que no pueden utilizar hidrógeno de reformado de hidrocarburos.

**Célula de Combustible de Carbonato Fundido (MCFC):** Utilizan un electrolito compuesto por una mezcla fundida de carbonatos de litio, potasio y sodio, suspendida en una matriz porosa cerámica. Operan a temperaturas entre 600 y 700 °C y usan níquel como catalizador, lo que resulta económico. Las MCFC enfrentan varios problemas, como la disolución gradual del óxido de níquel del electrodo de oxígeno, que ocurre aproximadamente al 3% después de 1000 horas de operación. Además, la deformación del ánodo en stacks verticales y la corrosión de las partes metálicas de la estructura aumentan la resistencia de contacto entre los electrodos y las placas bipolares. La volatilización de los carbonatos a través de las tuberías también es un problema significativo. Desde 2002, la producción de MCFC ha crecido considerablemente, con más de 40 plantas de 250 kW a 1 MW operando en 2018. Empresas como Fuel Cell Energy, POSCO, Fuel Cell Energy Solutions, Ansaldo Fuel Cells, ENEA y Franco Cell lideran el mercado.

**Células de Combustible de Óxido Sólido (SOFC):** las Solid Oxide Fuel Cells (SOFC) fueron desarrolladas por Westinghouse en 1962 y el Instituto de Electroquímica de Alta Temperatura en Rusia en 1971. Utilizan óxido de zirconio estabilizado con itrio (YSZ) como electrolito, que es costoso y difícil de construir. Operan a altas temperaturas (900-1000 °C) y no requieren catalizadores. Es posible que algunos SOFC reformen internamente los combustibles como el amoníaco y los hidrocarburos ligeros en hidrógeno en el ánodo sin la necesidad de reformadores de combustible externos. Varios propietarios de cruceros están considerando la posibilidad de usar SOFC con gas natural como combustible. MSC Cruises se hizo con MSC World Europa en octubre de 2022. Según se informa, el barco es el crucero de GNL más grande del mundo en funcionamiento y está equipado con un crucero de 150 kW instalados de demostración de SOFC alimentada con gas natural. MSC también está investigando otros combustibles en sus buques Explora V y Explora VI. Además de la maquinaria de propulsión alimentada por GNL, se planea que estos barcos cuenten con un sistema de almacenamiento de hidrógeno líquido que alimentará una instalación de pila de combustible de 6 MW destinada a proporcionar energía libre de emisiones para las operaciones hoteleras y permitir operaciones de cero emisiones en el puerto, con los motores apagados.

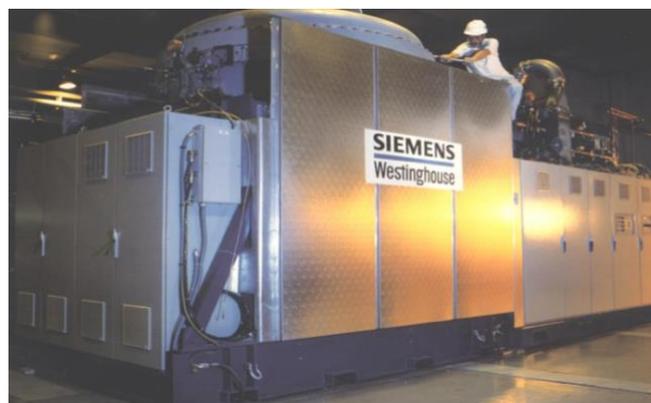


Figura 7. Siemens Westinghouse SOFC Hybrid (220KW), fuente: Siemens.

Actualmente, los SOFC implican aproximadamente 10 veces el CAPEX de los motores de combustión interna por kW instalados. Y tienen una vida útil mucho más corta. Las pruebas de laboratorio indican que los SOFC pueden lograr eficiencias significativamente más altas que los motores convencionales, pero esto aún no se ha demostrado en un barco. Primero se debe demostrar que las pilas de combustible tienen una eficiencia significativamente mayor que los motores de combustión interna en condiciones de funcionamiento reales, en un sistema de energía de barco real, en todo el perfil operativo del barco. Una vez que haya una reducción significativa del consumo de combustible se cumple de manera decisiva, los SOFC pueden producirse en masa y trabajar para mejorar la vida útil de las células y reducir los costos puede comenzar en serio. Los proyectos piloto en curso tienen el potencial de demostrar la eficiencia operativa real de los SOFC durante los próximos tres a cinco años. Las SOFC son vulnerables a choques térmicos y requieren muchos componentes auxiliares para precalentar los gases de reacción. Además, la degradación del ánodo durante los procesos de arranque y parada es un problema significativo. Bloom Energy ha desarrollado 160 plantas de 250 kW (BloomServer), alcanzando 76 MW en 2017 y 328 MW en 2018. Otras empresas como Aisin Seiki, Solid Power, BDR Thermea's Senertec, Ceres Power, Atrex, NewEnergyday y Convion también han contribuido al desarrollo y comercialización de SOFC. El mercado ha visto una ligera reducción de ventas en 2019.

**Célula de Combustible de Ácido Fosfórico (PAFC):** Desarrolladas por Elmore & Tanner en 1961, las Phosphoric Acid Fuel Cells (PAFC) utilizan ácido fosfórico como electrolito y operan a temperaturas de aproximadamente 220 °C. Son ideales para aplicaciones estacionarias y tienen una eficiencia del 35-40%, que puede llegar al 85% si se incluye la energía térmica. Las PAFC enfrentan problemas en el funcionamiento de los elementos auxiliares y la corrosión del carbono de soporte del catalizador después de 16000 horas. Además, tienen un alto costo de producción, aproximadamente 5000 \$/kW. UTC y Toshiba se unieron en 1969 para crear una planta de 200 kW, con más de 200 instalaciones en todo el mundo. Doosan Fuel Cell lidera actualmente la producción, con importantes instalaciones en Corea del Sur. Fuji Electric también produce PAFC para hospitales, edificios de oficinas y plantas de tratamiento de aguas residuales.

**Célula de Combustible de Membrana de Intercambio de Protones (PEMFC):** Thomas Grubb y Leonard Niedrach desarrollaron las Proton Exchange Membrane Fuel Cells (PEMFC) en 1963, utilizando una membrana sólida de intercambio de iones. Estas pilas operan a temperaturas bajas (80 °C) y tienen una rápida puesta en marcha y respuesta a cambios. Las PEMFC enfrentan problemas como la recristalización del platino disperso que actúa como catalizador y la oxidación del carbono de soporte en el electrodo de oxígeno. El envenenamiento del catalizador con CO es otro desafío significativo. Desde 2001, Ballard ha comercializado unidades de 1,2 kW, y el 60% de las aplicaciones desde 2006 se han dirigido a sistemas móviles. Empresas como Toyota, BMW, Hyundai, Honda, Plug Power y Nuvera Fuel Cells están a la vanguardia del desarrollo y comercialización de PEMFC, con aplicaciones en el sector del transporte y sistemas móviles.

**Célula de Combustible de Metanol Directo (DMFC):** se desarrollaron a partir de 1980 y utilizan metanol como combustible, lo que facilita su almacenamiento y gestión. Operan a temperaturas entre 50 y 100 °C y utilizan un catalizador de metal noble más económico. Las DMFC enfrentan problemas como la formación de CO<sub>2</sub> en los canales de aporte, lo que interfiere con el suministro de metanol y afecta la membrana. Además, el cruce de iones de rutenio a través de

la membrana durante las paradas inhibe la reducción del oxígeno, y la contaminación del platino con productos de reacción del metanol es un desafío adicional. Aunque aún no tienen una producción comercial amplia, las DMFC tienen numerosas aplicaciones potenciales en equipos electrónicos portátiles. SFC Fuel Cells ha vendido 36.000 unidades, y modelos como EFOY Comfort y EFOY Pro se utilizan seguridad y defensa.

#### 2.2.4 Hidrógeno licuado

Los desafíos para usar hidrógeno licuado como combustible para barcos incluyen altos costos de combustible, pilas y tanques de combustible actualmente caros, y la falta de regulaciones para el uso a bordo, debido a las preocupaciones de seguridad sobre la inflamabilidad y el riesgo de explosión. Una barrera económica clave para el uso de hidrógeno licuado como combustible en el transporte marítimo de aguas profundas es la baja densidad de energía volumétrica en comparación con otros combustibles, cuando se tienen en cuenta también los sistemas de contención de combustible. La densidad energética del hidrógeno licuado es mayor que la del hidrógeno comprimido, que se está considerando en varios proyectos para el transporte marítimo de corta distancia.



Figura 8. Tanque de almacenamiento de hidrógeno líquido MAN Cryo, fuente: Man Energy Solutions.

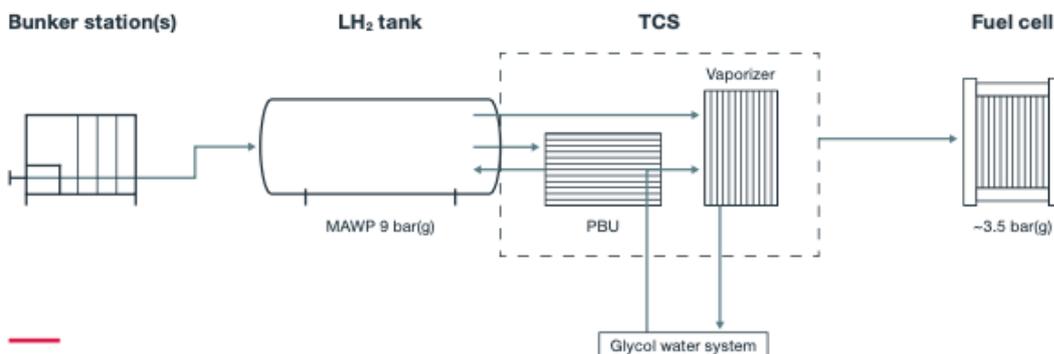


Figura 9. Sistema de hidrógeno líquido MAN Cryo, fuente Man Energy Solutions.

Además, un desarrollo exitoso de un gran portador de hidrógeno licuado puede implicar nuevos diseños de tanques para el hidrógeno criogénico. La mayoría del almacenamiento de hidrógeno licuado hoy en día se realiza en tanques presurizados más pequeños, y es de esperar que el costo de almacenamiento por unidad de energía transportada se reduzca sensiblemente en un diseño

exitoso de tanques grandes. La disminución del costo de un buque portador de hidrógeno licuado no solo ayudará a que el transporte de hidrógeno licuado sea económicamente viable, sino que también reducirá el costo final del hidrógeno licuado entregado al consumidor final.

### 2.2.5 Captura y almacenamiento de carbono a bordo

Los sistemas de captura de carbono a bordo permiten un funcionamiento neutro en carbono sin depender de combustibles azules o combustibles hechos de biomasa sostenible o electricidad renovable. Esto requiere una capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> a bordo, así como una cadena de valor que pueda recibir y almacenar el CO<sub>2</sub> de forma permanente lejos de la atmósfera.

Un ejemplo podría ser desde la UE que ya está en vigor para la industria terrestre la captura del CO<sub>2</sub>. Es razonable suponer que la industria de captura de CO<sub>2</sub> en tierra impulsará el desarrollo de gran parte de esta cadena logística, ya que se estima que los volúmenes que se capturarán en tierra son mucho más grandes que para el transporte marítimo. El envío de mercancías en el transporte marítimo emite alrededor de 1.000 MtCO<sub>2</sub> al año. La capacidad global proyectada en los escenarios 2050 de las políticas netas de cero oscila entre 4.000 y 8.400 MtCO<sub>2</sub> almacenados anualmente.

Las tecnologías de captura de combustión para uso a bordo pueden basarse en diferentes principios, como la absorción química, la separación por membrana o las tecnologías de captura criogénica. El proceso de absorción química con disolventes de amina parece ser actualmente la opción más popular. Esta tecnología se considera madura para aplicaciones en tierra, y varias empresas están trabajando para demostrar su usabilidad para los barcos.

Para la adaptación de los barcos existentes, debe tenerse en cuenta que tanto la tecnología de captura de carbono y las instalaciones de almacenamiento de CO<sub>2</sub> requieren de un espacio y peso considerable.

En proceso de captura de CO<sub>2</sub> se necesita energía adicional, conocida como "la penalización del combustible", para la limpieza y el procesado de los gases escape, lo que puede requerir la instalación de energía auxiliar adicional. La penalización por combustible, que normalmente se estima entre el 10% y el 40%, dependerá del tipo y el tamaño del sistema, el consumo de combustible que decida el flujo de escape en el sistema de captura y la tasa de captura de CO<sub>2</sub>. La capacidad de utilizar el calor residual de los sistemas de los buques en el proceso de captura también será un factor determinante para la penalización del combustible. Será más fácil de gestionar, pero tanto para las nuevas construcciones como para las adaptaciones habrá más emisiones de escape que limpiar debido a la demanda de energía del sistema de captura de carbono a bordo.

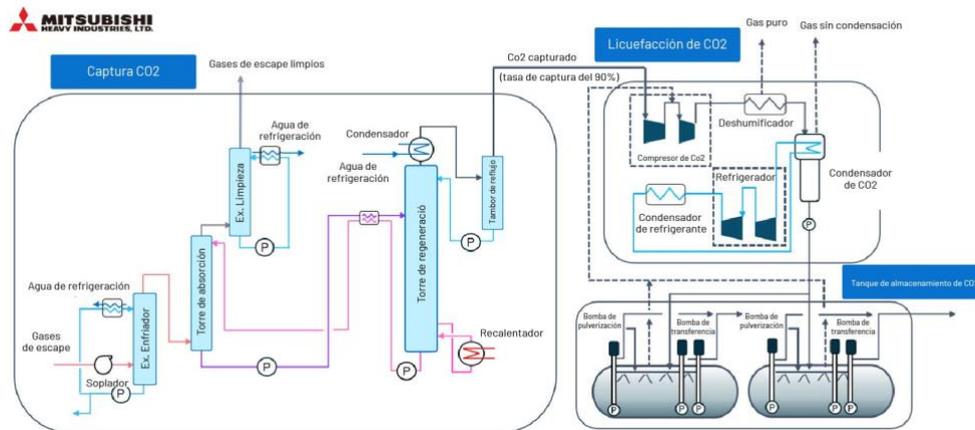


Figura 10. Proceso de captura de CO<sub>2</sub>, fuente Mitsubishi.

La eficacia de los sistemas de captura y almacenamiento de carbono a bordo en la purificación del escape depende de varios factores, como el tipo de sistema de captura, la tasa de absorción, el tamaño del sistema de captura, el tipo de combustible, la tasa de consumo de combustible y la concentración de CO<sub>2</sub> en el gas de escape. Por ejemplo, los combustibles más ligeros tienen una mayor concentración de CO<sub>2</sub> y menos óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>) y partículas (PM).

Una tasa de captura de CO<sub>2</sub> del 100% no parece ser un objetivo realista para una planta de captura de carbono a bordo, mientras que los fabricantes indican que se podría alcanzar el 90% técnicamente. No obstante, el diseño de la instalación de captura de CO<sub>2</sub> debería estar dimensionado con las ambiciones de GEI del barco a lo largo de su vida útil, las capacidades de almacenamiento de CO<sub>2</sub> y la frecuencia de descarga de CO<sub>2</sub>.

Finalmente, los costos de la captura de carbono a bordo dependerán en gran medida de:

- El costo de instalación de los sistemas de captura y almacenamiento de carbono en el barco.
- Los costos operativos adicionales y el consumo adicional de combustible necesarios para ejecutar el proceso de captura y almacenamiento de carbono a bordo.
- El costo de entregar el CO<sub>2</sub> capturado a las instalaciones de recepción.

## 2.2.6 Propulsión nuclear

Los reactores modulares pequeños tienen algunas cualidades que encajan bien con el transporte marítimo, coincidiendo aproximadamente con la potencia de salida de los barcos más grandes.

La propulsión nuclear es una alternativa de cero emisiones y neutra en carbono para el transporte marítimo, y los actores de la industria están considerando el transporte comercial con energía nuclear. El calor se utiliza para generar energía, por ejemplo, generando vapor para impulsar las turbinas, ya sea para generar electricidad para la propulsión eléctrica o para impulsar un eje para la propulsión mecánica. Además de la ventaja de una operación inherentemente neutra en carbono, un buque de propulsión nuclear está menos expuesto a los riesgos relacionados con las fluctuaciones de precios y la disponibilidad de combustibles neutros en carbono, así como a posibles cambios en las regulaciones de emisiones y los costos de emisiones.

La propulsión nuclear todavía tiene barreras de implementación que superar, las más importantes son los problemas de implantación, la prevención de accidentes nucleares, la necesidad de desarrollo regulatorio internacional y la percepción pública de la tecnología.



**Figura 11. Portaviones estadounidense de propulsión nuclear USS Gerald R. Ford navegando hacia el fiordo de Oslo, Noruega, mayo de 2023.**

Un reactor de sal fundida (MSR) es una clase de reactor de fisión nuclear en la que una sal fundida realiza una función de enfriamiento primaria para el reactor y/o el combustible es una mezcla de sal fundida con el combustible nuclear (uranio o torio) disuelto en la sal. Los EE. UU. operaron un reactor MSR con éxito de 1965 a 1969, y se puso un esfuerzo significativo para resolver los desafíos de la corrosión. La sal suele tener un punto de fusión alrededor de 400°C y un punto de ebullición a 1.400°C, lo que permite que el reactor funcione a baja presión a alrededor de 700°C en comparación con los reactores refrigerados por agua que normalmente funcionan a temperaturas de unos 300°C y presión de unos 150 bares. Cuando la sal fundida se utiliza como combustible del reactor, la reactividad nuclear disminuye con una temperatura más alta, lo que hace que el proceso se autorregula y evite las fugas térmicas. Como característica de seguridad adicional, los tanques de drenaje separados y refrigerados se colocan debajo del reactor donde el combustible radiactivo se puede drenar en escenarios de accidente como una medida de seguridad pasiva o para un mantenimiento regular. El drenaje de las sales de combustible del núcleo en este tanque hace que el reactor sea subcrítico, debido a la forma del tanque de drenaje. En caso de pérdida de energía eléctrica, un tapón de congelación se derretiría, drenando automáticamente las sales de combustible en el tanque de drenaje. Una vez en el tanque de drenaje, de las sales de combustible sufren descomposición natural, liberando solo calor de descomposición. El uso de sal fundida en lugar de barras de combustible a base de circonio también evita la formación de gas de hidrógeno, como es el caso de los reactores refrigerados por agua, eliminando así el riesgo de explosiones de hidrógeno.

Una subcategoría de SMR son los microrreactores con capacidades de hasta 20 MW. Uno de esos microrreactores es el reactor de 5 MW eVinci de Westinghouse.



**Figura 12. Reactor de 5 MW eVinci, fuente: Westinghouse.**

Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

Los reactores nucleares requieren un uso intensivo de CAPEX, lo que da lugar al concepto de que los armadores arrienden un reactor nuclear durante la vida útil de un buque.

A continuación, se adjuntará los costos anuales de arrendamiento de propulsión nuclear con las correspondientes tasas de interés y CAPEX para descarbonizar un buque portacontenedores de 15.000 TEU.

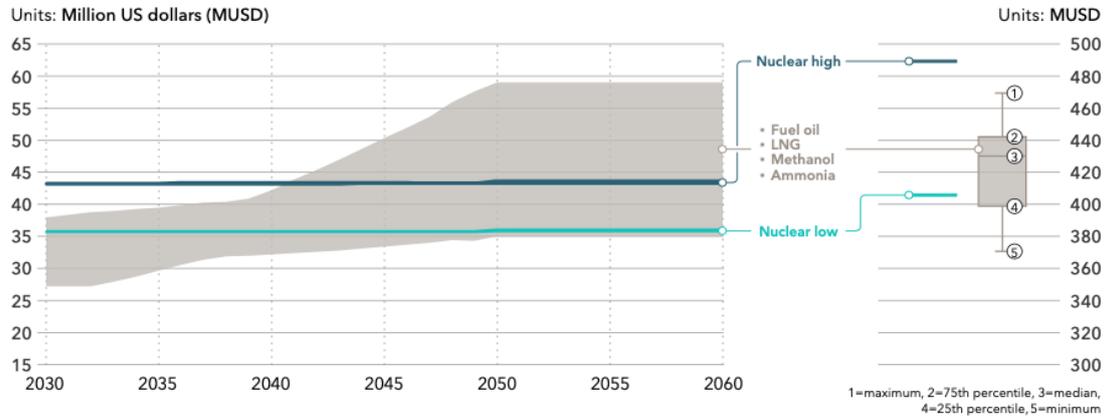


Figura 13. Costos anuales y valor actual neto para los escenarios nucleares máximos y mínimos de un buque portacontenedores de 15.000 TEU, fuente: DNV.

### 2.3 Combustibles para la descarbonización

Actualmente, entre los combustibles neutros en carbono, el biocombustible es el más utilizado en el transporte marítimo y, a menudo, se utiliza mezclado con combustibles fósiles. Los biocombustibles se pueden mezclar con una variedad de combustibles marinos diferentes, como MGO, gasóleo marino (MDO), fueloil con alto contenido de azufre (HSFO), fueloil con muy bajo contenido de azufre (VLSFO), etc. La proporción de mezcla típica de biocombustible se encuentra actualmente en el rango del 20% al 30%, pero también está disponible como 100% biocombustible.

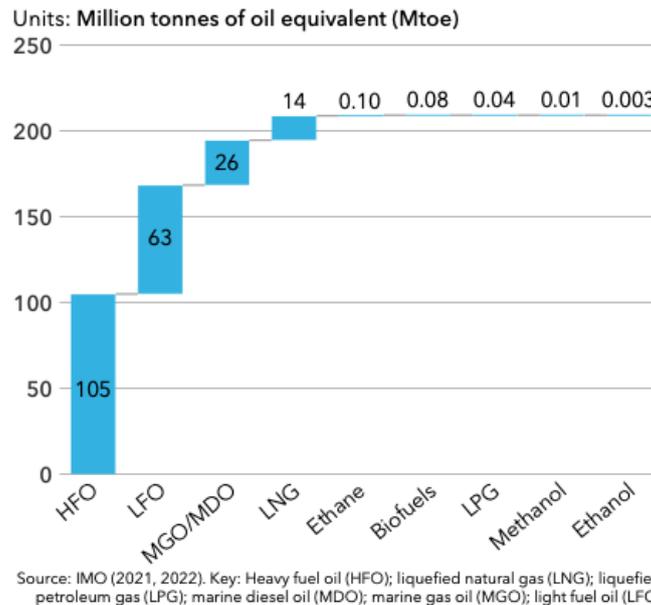
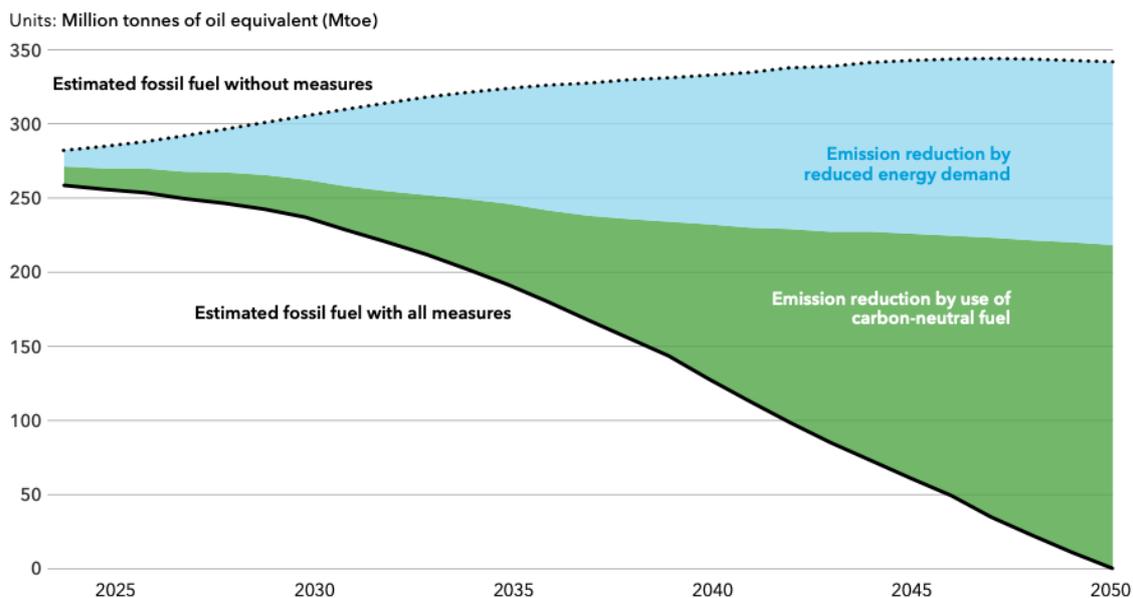


Figura 14. Consumo de combustible para barcos >5.000 GT, fuente: IMO 2022

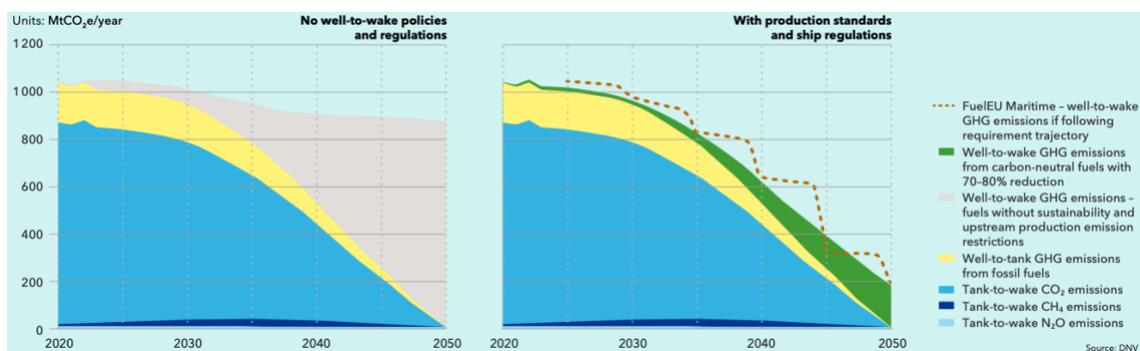
La demanda de combustibles neutros en carbono para el sector marítimo estará impulsada por las regulaciones y políticas de GEI, como el precio del carbono. Por lo tanto, la demanda de combustibles neutros en carbono depende en gran medida de las regulaciones globales, regionales y nacionales. Para cumplir con los requisitos regulatorios definidos, se están buscando medidas de reducción de emisiones de GEI más favorable económicamente en un momento dado.

A continuación, en la Figura 15, se muestran la futura demanda de los combustibles neutros en carbono para el sector marino; y una comparativa del consumo estimado de la demanda combustibles neutros en carbono para el sector marino y el resto de la industria.

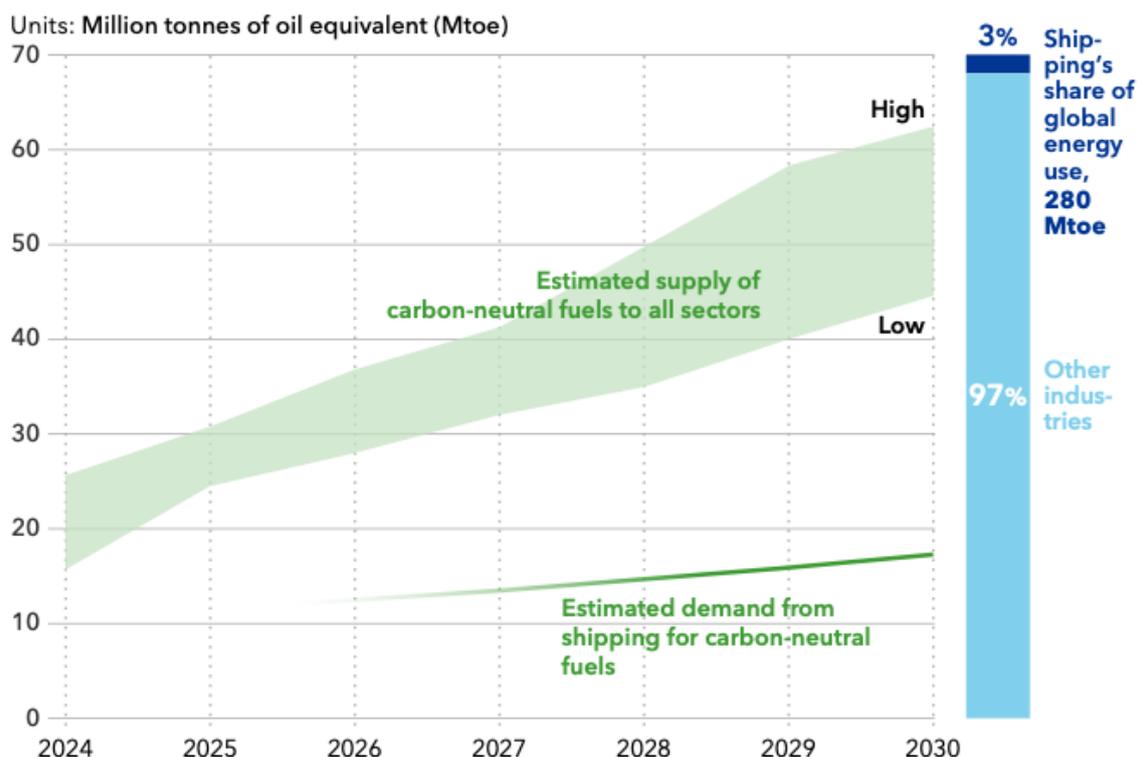


**Figura 15. Demanda futura de combustibles neutros en carbono en el sector marítimo, fuente: IMO.**

En la Figura 16 se representa las emisiones de GEI para despertar en un escenario sin políticas y regulaciones (izquierda) y con estándares de producción y regulaciones de buques (derecha). En el panel de la derecha también comparamos con las emisiones de GEI si todos los barcos a nivel mundial siguen la trayectoria de requisitos en FuelEU Maritime, lo que muestra que generalmente está en línea con nuestro escenario con los estándares de producción de combustible.



**Figura 16. Previsión de los diversos GEI el sector marítimo en función de las regulaciones, fuente: DNV.**



**Figura 17. Suministro de combustibles neutros en carbono para el transporte marino y el resto de industria, fuente: DNV.**

La demanda de energía en el sector marítimo es menor al 3% de la demanda de energía total en el mundo. Otras industrias utilizan amoníaco y metanol como materia prima para la producción industrial (por ejemplo, en las industrias química y de fertilizantes). Estas industrias consumen actualmente un volumen total de amoníaco y metanol equivalente a 120 Mtep al año, lo que representa más del 40%.

Para acelerar el uso de electrocombustibles en el transporte marítimo, FuelEU Maritime ofrece un incentivo adicional para el uso de combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO), aunque la energía renovable podría utilizarse mejor para sustituir inicialmente los combustibles fósiles en la producción de electricidad de la red.

Es esencial tener suficiente infraestructura para la distribución y el almacenamiento. Algunos biocombustibles y electrocombustibles pueden utilizar la infraestructura de fuel oil existente (bio-MGO, e-MGO), mientras que el metano licuado de carbono neutro (bio-GNL, e-LNG) puede utilizar la infraestructura de GNL existente. Las capacidades de generación, distribución y almacenamiento deben prepararse para una mayor expansión en línea con el desarrollo de la demanda.

Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

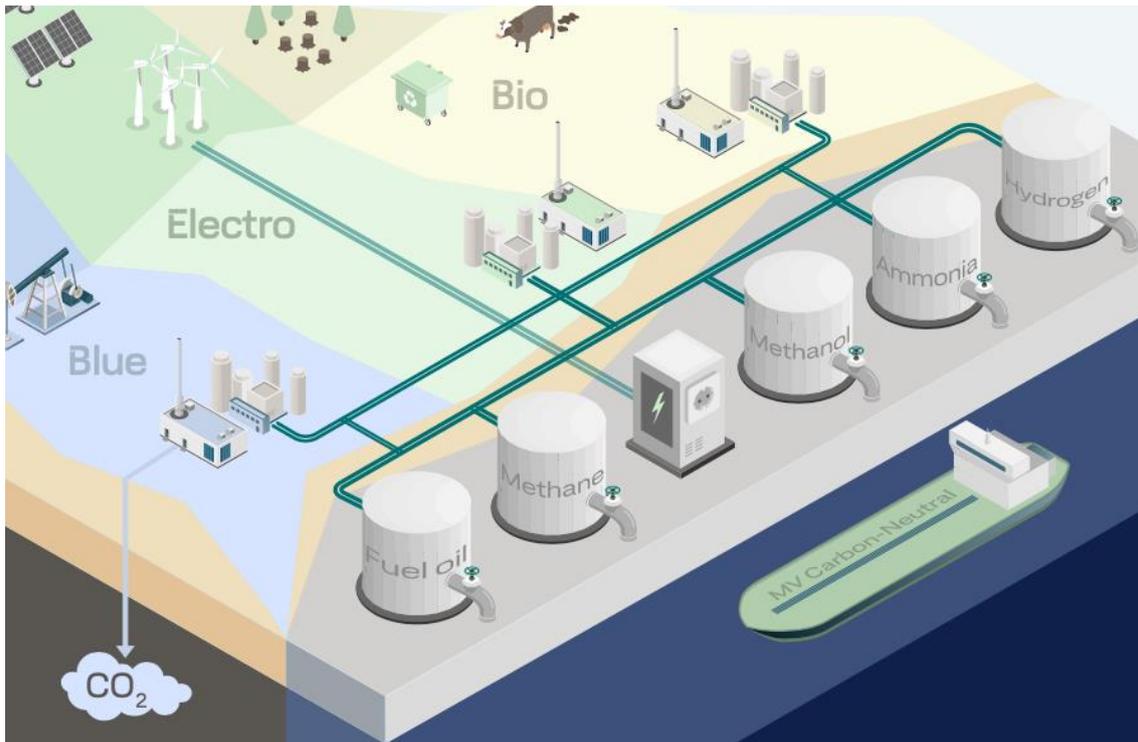


Figura 18. Representación de las futuras de las alternativas a la descarbonización.

A continuación, se muestra ubicaciones de las terminales de amoníaco y metanol a nivel mundial, donde los círculos de colore verde y azul indican la cantidad de terminales en esa área.

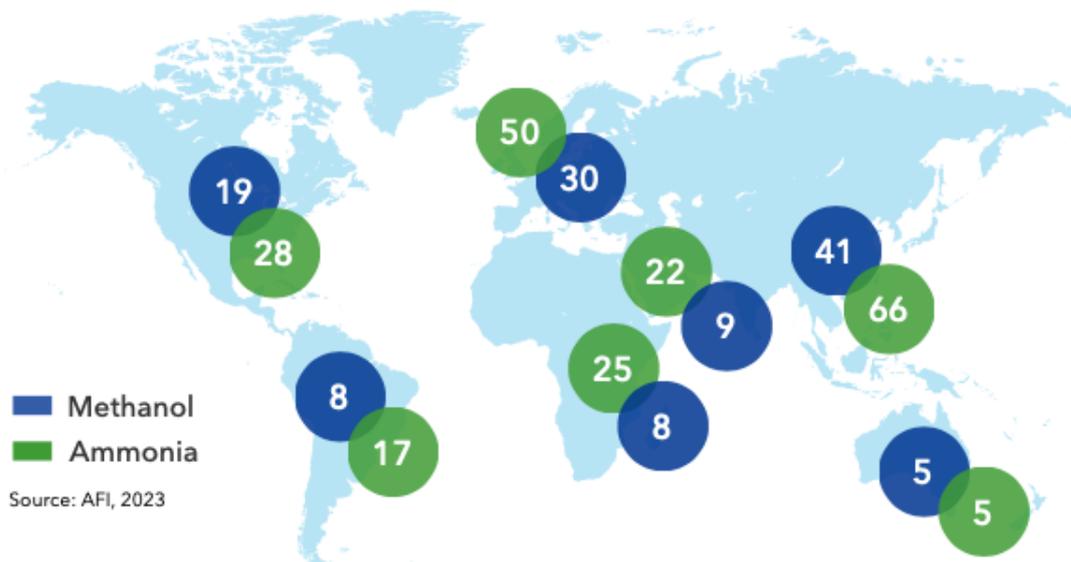


Figura 19. Mapa que muestra la distribución geográfica por área de las terminales de amoníaco y metanol existentes, fuente: AFI.

## 2.4 Trazabilidad del GEI de los activos físicos y las ofertas de servicios para el proveedor de combustible y el armador

No siempre será posible vincular físicamente el uso de un biocombustible u otros combustibles neutros en carbono con un servicio específico para un propietario de carga específico. Es posible que el combustible no esté disponible en todos los lugares y transportarlo podría resultar costoso. La disposición a pagar una prima por un producto de cero emisiones tampoco puede limitarse a un comercio específico y puede cubrir sólo una parte del trabajo de transporte de un buque. En lugar de transportar y distribuir el combustible a barcos específicos, la reducción de emisiones se calcula en función del uso total de biocombustible en la flota de la empresa, y el propietario de la carga puede comprar un servicio de transporte con un reclamo de cero emisiones. Para evitar doble conteo y acusaciones de lavado verde, se necesita un control riguroso de las reclamaciones y una verificación para garantizar que la cantidad total de reclamaciones por los servicios de cero emisiones vendidos por una compañía naviera no exceda la reducción real por el uso de biocombustibles u otros combustibles. Existen 3 tipos de realizar la trazabilidad del GEI de los activos físicos con las ofertas de servicio y el armador. A continuación, se mostrarán cada una de ellas.



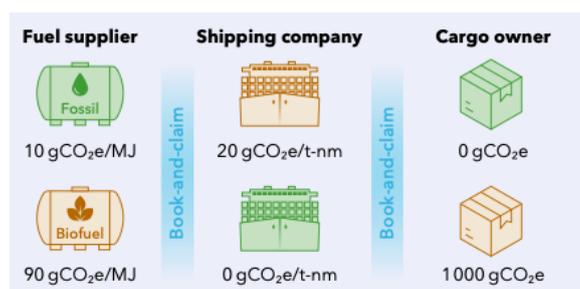
Figura 20. Vínculo físico entre combustible, servicio de transporte y carga, fuente: DNV.

Vínculo físico entre combustible y servicio de transporte donde la huella de carbono de la carga está determinada por las emisiones del barco que transporta la carga, y las emisiones del barco están determinadas por el combustible que utiliza y su eficiencia energética.



Figura 21. Servicio de desacoplado de las emisiones reales del barco y la carga, fuente: DNV

La compañía naviera ofrece un servicio de cero emisiones desconectando el rendimiento real de emisiones del barco de la huella declarada del servicio de transporte. Parte de la carga se puede entregar con una huella de emisiones cero, es decir, incluso menor que la del barco que utiliza biocombustible, pero la huella de emisiones del resto de la carga se aumenta.



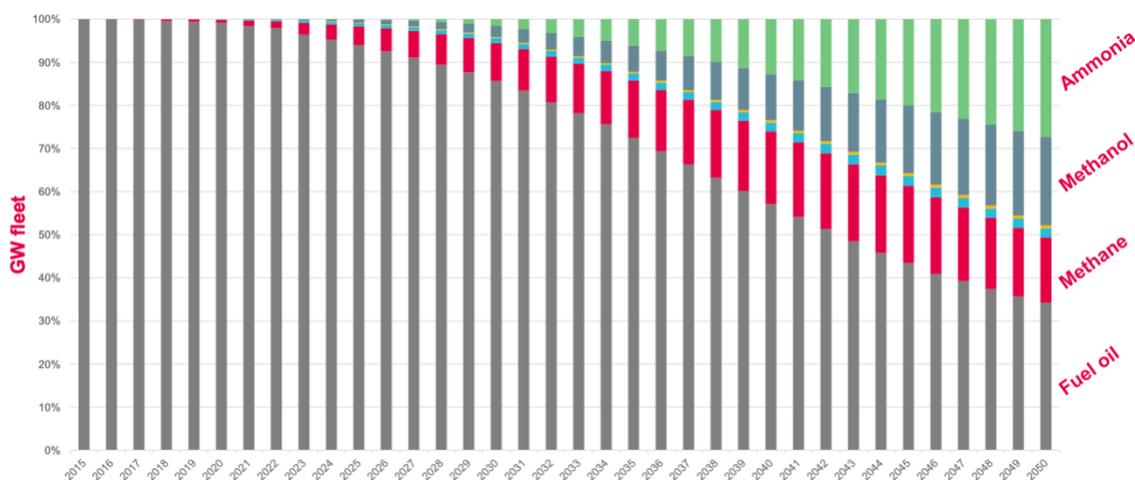
**Figura 22. Servicio de desacoplado del tipo de combustible y la carga, fuente: DNV.**

El proveedor de combustible también puede desconectar la declaración de emisiones del producto físico que vende. El combustible fósil puede venderse como si fuera un biocombustible, mientras que el biocombustible real debe venderse como combustible fósil. Se necesita verificación y un registro central para garantizar que el comprador del biocombustible real, pero vendido como combustible fósil, no reclame ninguna reducción de emisiones.

Actualmente, este último enfoque mostrado en la Figura 22 no está respaldado por regulaciones como FuelEU Maritime, EU ETS y CII.

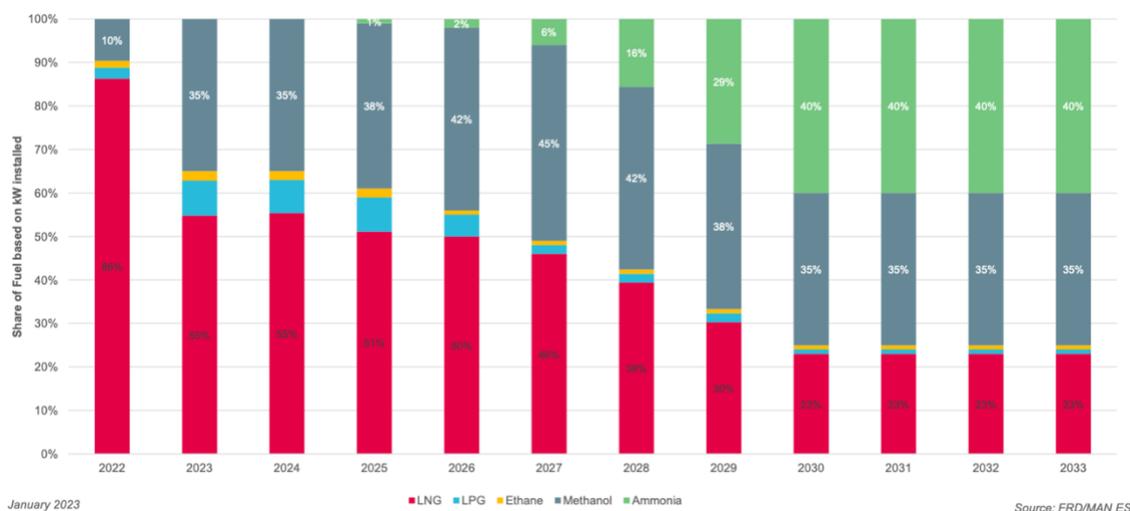
## 2.5 Previsiones para el 2050 MGO, Metanol, Hidrógeno, Amoníaco, Metanol

En la previsión del mix energético de combustibles para el 2050. Se espera un 34% de combustible, un 27% de amoníaco, un 21% de metanol y un 15% de metano para 2050. El restante es LPG y etano.



**Figura 23. Previsiones para el 2050 de ExpertTalk: Methanol as marine fuel 04.05.2023, fuente MAN Energy Solutions.**

El escenario se basa en factores conocidos como el crecimiento del comercio mundial, EEDI, EEXI, la regulación esperada de CO<sub>2</sub> (actualmente no especificada), etc.



**Figura 24. Previsiones para el 2033 de ExpertTalk: Methanol as marine fuel 04.05.2023, fuente: MAN Energy Solutions.**

En esta evolución de los diferentes combustibles 2022 hasta 2033. Se observa una disminución gradual del uso de LNG y LPG, mientras que el uso de Metanol y Amoniaco aumenta significativamente a lo largo de los años.

## 2.6 Combustibles: MGO, LPG, LNG, Hidrógeno, Amoniaco, Metanol

Las emisiones generadas por los barcos pesqueros dado que son impulsado por MCI (motor de combustión interna alternativo) pueden variar considerablemente según: el tamaño del barco, prácticas de pesca, tipología de motor, eficiencia, grado de carga, régimen de giro, antigüedad del motor y su buen mantenimiento a lo largo de su vida útil.

En este caso al tratarse de una flota pesquera en el que se realizan diferentes técnicas de pesca, así como todo lo mencionado anteriormente en cuanto al MCI, se seleccionará el mejor combustible desde el punto de vista medioambiental en función de sus parámetros específicos. A continuación, se comentará las ventajas y desventajas de las distintas posibilidades hoy en día.

### 2.6.1 Comparativa de las dimensiones del depósito

En la tabla 3 se proporciona un análisis comparativo de varios combustibles con respecto a su densidad energética en megajulios por kilogramo (MJ/kg) y por litro (MJ/L), el tamaño necesario de los tanques de combustible en relación con el gasóleo marino (MGO) la presión de suministro y el punto de inflamación de cada combustible. Los combustibles examinados incluyen LPG, LNG, hidrógeno, amoniaco y metanol destacando tanto sus propiedades en diferentes estados como sus requisitos de almacenamiento a diversas temperaturas según un estudio realizado por MAN Energy Solutions.

**Tabla 1. Comparativa de las dimensiones del depósito equivalente al MGO, fuente: MAN Energy Solutions.**

		Densidad energética [MJ/kg]	Densidad energética [MJ/L]	Tamaño del tanque de combustible en relación con el MGO	Presión de suministro [bar]	Punto de inflamación [°C]
MGO		42,7	35,7	1	7 - 8	-
LPG	(líquido, - 42°C)	46	26,7	1,3	50	-104
LNG	(líquido, - 162°C)	50	21,2	1,7	300	
Amoniaco (NH <sub>3</sub> )	(líquido, -33°C)	18,6	12.7(-33°C)/ 10.6 (45°C)	2.8 (-33°C)/ 3.4 (45°C)	80	132
Metanol (CH <sub>3</sub> OH)	(gaseoso, + 65°C)	19,9	14,9	2,4	13	9
Hidrogeno (H <sub>2</sub> )	(líquido, - 253°C)	120	8,5	4,2	-	

## 2.6.2 Comparativa de las emisiones

La tabla 4 presenta un análisis comparativo de la reducción de emisiones de diversos combustibles en relación con el fuel oil pesado (HFO) de nivel II. Se incluyen datos para los diferentes combustibles como LPG, LNG, amoníaco, metanol e hidrógeno, cubriendo emisiones de óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y partículas en suspensión (PM). Estos datos se han extraído de un estudio realizado por MAN Energy Solutions.

**Tabla 2. Comparativa de la reducción de emisiones en comparación al MGO, fuente: MAN Energy Solutions.**

		Reducción de emisiones en comparación con HFO Nivel II [%]			
		SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	CO <sub>2</sub>	PM
MGO		-	-	-	-
LPG	(líquido, - 42°C)	90 - 100	10 - 15	13 - 18	90
LNG	(líquido, - 162°C)	90 - 99	20 - 30	24	90
Amoniaco (NH <sub>3</sub> )	(líquido, -33°C)	100	Cumple con regulación	90	90
Metanol (CH <sub>3</sub> OH)	(gaseoso, + 65°C)	90 - 97	30 - 50	11	90
Hidrogeno (H <sub>2</sub> )	(líquido, - 253°C)	-	-	-	-

### 2.6.3 Propiedades de seguridad relevantes

A la hora de determinar que combustible se ha de emplear, es necesario conocer algunas de sus propiedades más relevantes de la seguridad como la energía mínima de ignición, la inflamabilidad y toxicidad.

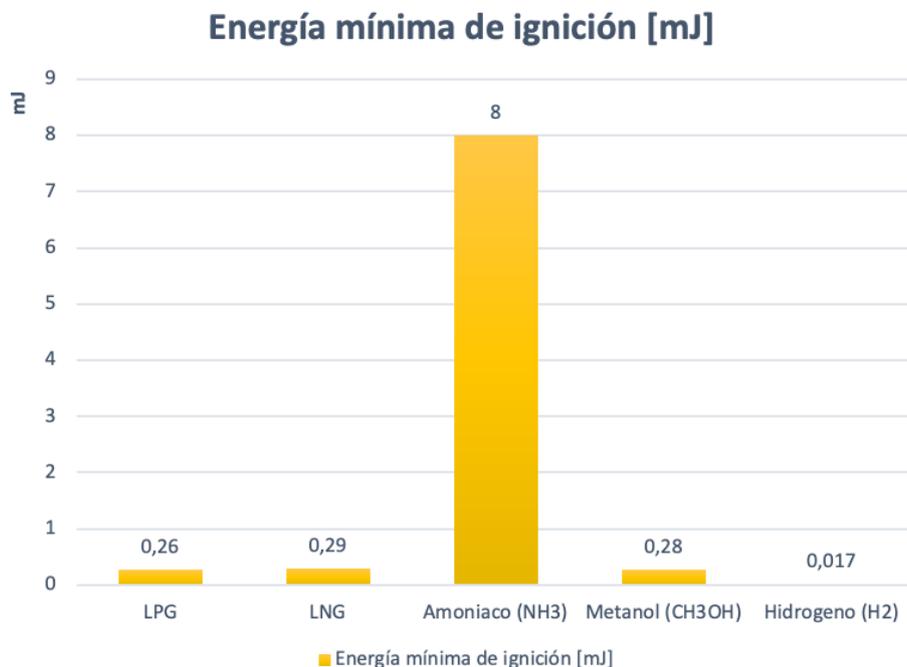
#### 2.6.3.1 Energía mínima de ignición EMI

La energía mínima de ignición (EMI) es una propiedad importante en la seguridad de en donde se manejan inflamables. La energía mínima de ignición se refiere a la cantidad más pequeña de energía que se requiere para encender una mezcla de un gas o vapor inflamable con aire bajo condiciones específicas de temperatura y presión. Los valores más bajos de la energía mínima de ignición originan en las proximidades de la concentración estequiométrica y giran alrededor de 0,25 mJ a la presión del nivel del mar (1 atm).

A efectos comparativos, una persona con una capacidad eléctrica de 200 pF y cargada con electricidad estática a una tensión de 15 kV podrá originar una chispa con una energía igual a 22,5mJ.

$$EMI = \frac{C * V^2}{2} = \frac{200 * 10^{-12} * 15000^2}{2} = 22,5 \text{ mJ} \quad (1)$$

Se puede observar que la energía generada es suficientemente alta como para encender una mezcla de vapores o gases inflamables con aire. Es por ello por lo que es necesario implementar medidas para prevenir la acumulación de cargas electrostáticas a la hora de operar en entornos con líquidos y gases inflamables.



**Figura 25. Energía mínima de ignición, fuente: elaboración propia.**

Se puede observar cómo desde el punto de vista de la combustión el hidrógeno, debido a su baja EMI, el hidrógeno posibilita un encendido extremadamente eficiente y veloz. No obstante, si no se manipula adecuadamente, su alta inflamabilidad también lo convierte en

extremadamente peligroso debido a que una mínima chispa de 0,017mJ puede provocar una combustión.

El amoniaco es considerado muy seguro en términos de EMI. La probabilidad de que se inflame debido a una chispa pequeña es baja, disminuyendo así los riesgos en el almacenamiento y manejo. Sin embargo, un inconveniente importante es que, debido a su alta EMI, se necesita más energía para iniciar la combustión. Esto puede resultar problemático en situaciones donde se requiere eficiencia y encendido rápido.

### 2.6.3.2 Inflamabilidad

La inflamabilidad es la capacidad de una sustancia para arder o incendiarse fácilmente en contacto con una fuente de calor o chispa. Esta propiedad depende de la composición química del material, en este caso depende del combustible para emplear. Estos combustibles tienen unos rangos mínimos y máximos del vapor o gas en mezcla con el aire, en las que son inflamables. Se expresan en tanto por ciento en el volumen de mezcla vapor de combustible-aire. Reciben también el nombre de límites de explosividad, ya que, según las condiciones de confinamiento, cantidad, intensidad de la fuente de ignición, etc. varía la velocidad de la combustión y es común que se origine una explosión.

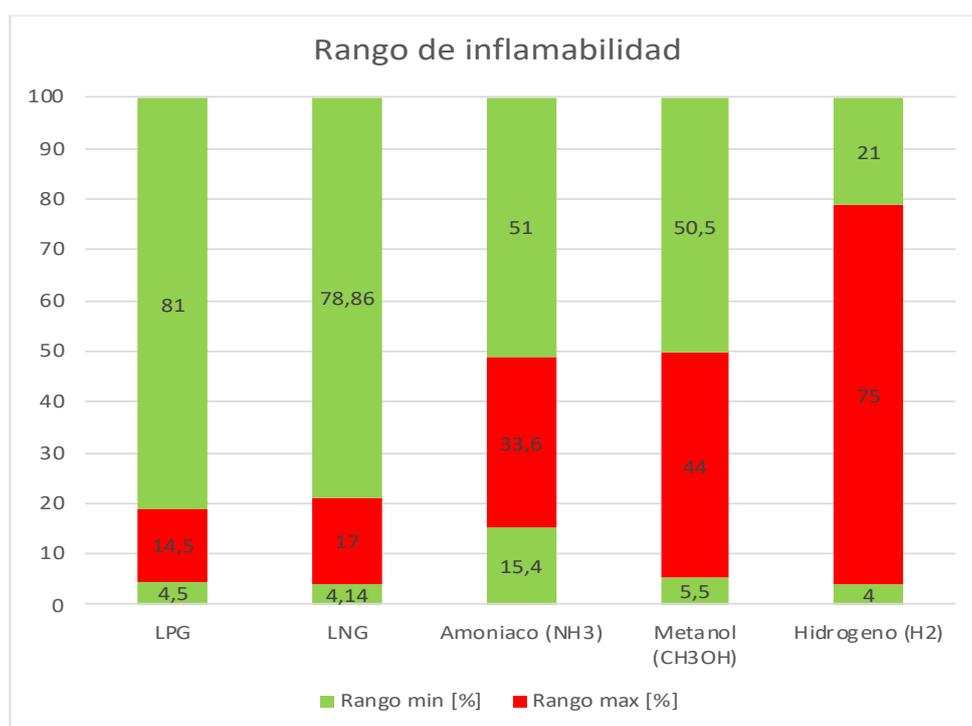


Figura 26. Rango de inflamabilidad fuente: elaboración propia.

### 2.6.3.3 Toxicidad

La toxicidad de un combustible se refiere a su potencial para causar daño a organismos vivos al ser inhalado, ingerido o en contacto con la piel. Para los siguientes combustibles: amoniaco y metanol se mostrarán los datos encontrados en la EPA.

Las tablas proporcionan información sobre los niveles de concentración de amoniaco y metanol expresados en partes por millón (ppm) y los efectos en la salud según los niveles de AEGL (Acute

Exposure Guideline Levels). Los AEGL se dividen en tres categorías según la severidad de los efectos.

AEGL 1: Representa la concentración en la que se pueden producir efectos notables pero leves y transitorios, como irritación de ojos y vías respiratorias.

AEGL 2: Indica la concentración en la que se pueden producir efectos irreversibles o serios, que podrían ser incapacitantes.

AEGL 3: Representa la concentración en la que se pueden producir efectos letales o que pueden poner en peligro la vida.

**Tabla 3. Niveles de exposición aguda para el Amoniaco, fuente: EPA.**

Amoniaco, expresado en ppm					
	10 min	30 min	60 min	4 horas	8 horas
AEGL 1	30	30	30	30	30
AEGL 2	220	220	160	110	110
AEGL 3	2.700	1.600	1.100	550	390

**Tabla 4. Niveles de exposición aguda para el Metanol, fuente: EPA**

Metanol, expresado en ppm					
	10 min	30 min	60 min	4 horas	8 horas
AEGL 1	670	670	530	340	270
AEGL 2	11.000	4.000	2.100	730	520
AEGL 3	40.000	14.000	7.200	2400	1600

En todas las categorías y tiempos de exposición, el metanol tiene valores de AEGL considerablemente más altos que el amoniaco. En comparación con el metanol, concentraciones mucho menores de amoniaco pueden tener efectos adversos en la salud.

En (AEGL 1), se produce irritación con tan solo 30 ppm de amoniaco, mientras que el metanol necesita alcanzar los 670 ppm para generar efectos similares.

En (AEGL 2), el amoniaco presenta problemas a partir de 220 ppm, mientras que el metanol requiere alcanzar niveles los 11.000 ppm para tener efectos similares.

En (AEGL 3), el amoniaco se considera letal a una concentración de 2.700 ppm en un lapso de 10 minutos según los valores AEGL 3; por otro lado, el metanol requiere una mayor concentración de 40.000 ppm para tener efectos letales en ese mismo periodo.

**Tabla 5. Categorías de exposición aguda y sus protecciones, fuente: EPA.**

	Protección
AEGL1	No se requiere protección. Es posible que todavía se necesite protección para la piel y los ojos.
AEGL2	Se requiere protección si se supera la exposición media diaria ponderada por el tiempo o si hay vías adicionales de exposición (piel, ojos, ingestión). Se debe utilizar un sistema de suministro de aire si se necesita protección.
AEGL3	Se debe utilizar un sistema de aparatos de respiración de aire suministrado (SCBA) (es decir, SBCA de presión positiva).

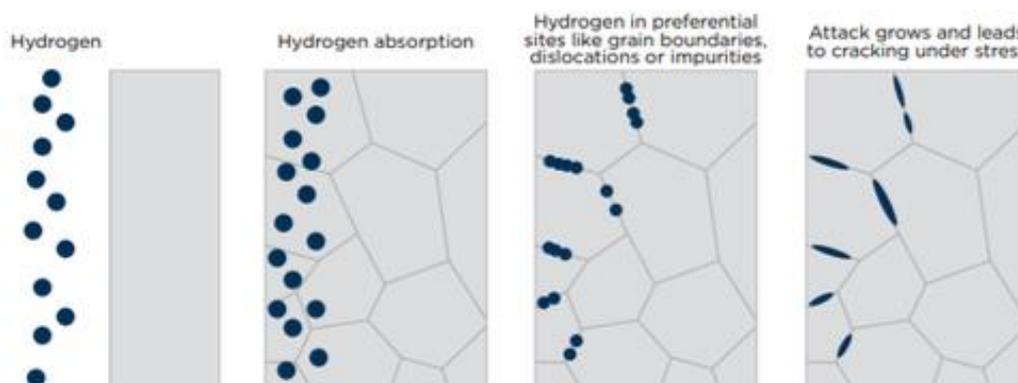
El amoniaco es más tóxico que el metanol en todas las categorías de exposición (AEGL 1, AEGL 2 y AEGL 3). Esto se debe a que los niveles de concentración que pueden causar efectos adversos son mucho más bajos para el amoniaco que para el metanol.

#### 2.6.3.4 Temperaturas de almacenamiento

Se observa que la temperatura de almacenamiento del hidrogeno líquido a presión atmosférica es de  $-253^{\circ}\text{C}$ . Es por ello por lo que hay desafíos asociados con la temperatura criogénica del hidrógeno líquido: una posible fuga en la placa de acero causaría una fractura frágil. Existe un mayor riesgo de formación de hielo, ya sea indirectamente por las bajas temperaturas de la pared en el recinto o directamente cuando se libera hidrógeno. Los gases atmosféricos ordinarios, como el oxígeno y el nitrógeno, se licuarán o se solidificarán al entrar en contacto con hidrógeno líquido criogénico, formando potencialmente impurezas o acumulaciones no deseadas en el combustible.

Antes de admitir hidrógeno líquido en cualquier sistema, todo el sistema tendría que ser purgado con aire, oxígeno y/u otros oxidantes. El sistema también debe ser purgado del hidrógeno (libre de gas) antes de exponerlo a la atmósfera. Esto evita la formación de mezclas de gases inflamables.

El helio, un gas noble inerte y no reactivo, debe usarse para purgar los sistemas de hidrógeno líquido. Para sistemas de hidrógeno gaseoso por encima de  $-193^{\circ}\text{C}$ , se puede utilizar un gas noble o nitrógeno para las evacuaciones.



**Figura 27. Imagen de la fragilidad del hidrógeno, fuente: EMSA.**

Debido al tamaño molecular muy pequeño del hidrógeno, el gas puede dispersarse a través de las paredes de los sistemas de contención y penetrar en ciertos fluidos u otros materiales sólidos con el tiempo para lograr un equilibrio de concentración. El hidrógeno debe almacenarse en materiales que minimicen la permeación y reduzcan las pérdidas asociadas.

Ciertos materiales y equipos metálicos que están expuestos al gas de hidrógeno pueden sufrir de fragilidad por hidrógeno. Estos pueden incluir material utilizado para las superficies interiores de tanques, soldaduras, tuberías, válvulas, boquillas de combustible y válvulas o tuberías de alivio de presión. La fragilidad del hidrógeno se produce cuando es absorbida por un metal y se acumula en los límites del grano, creando puntos débiles dentro del material, como se muestra a continuación.

## 2.7 Desarrollo actual de la motorización del amoniaco y metanol

A continuación, se puede observar lo siguiente:

**Metanol:** Es una opción más madura y dispone de una amplia motorización. La complejidad de los sistemas auxiliares es relativamente simple, aunque presenta riesgos moderados de toxicidad. Además, ofrece beneficios significativos en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> siendo neutros en función de su generación.

**Amoniaco:** Aún está en etapas tempranas de desarrollo, se enfrenta desafíos significativos en términos de complejidad de los sistemas de ventilación y seguridad. Aunque tiene un potencial alto para la reducción de emisiones de carbono, los riesgos asociados con su toxicidad y la infraestructura requerida son considerables.

**Tabla 6. Estado actual de la motorización del metanol y amoniaco, fuente: MAN Energy Solutions.**

	Madurez de la tecnología del motor	Disponibilidad del motor	Complejidad del sistema auxiliar	Toxicidad y peligro para la seguridad	Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero
Metanol (CH <sub>3</sub> OH)	Alta Experiencia operativa desde 2016.	Alta S50, G50, G80, G95 (comprometido con G45, G60, S60, G70)	Bajo Tanques simples. Solo 13 bares presión de suministro	Medio Tóxico y puede envenenar a bordo personal. Aprobado como combustible marino	Alto El metanol verde es neutro en carbono, pero depende del CO <sub>2</sub> biogénico.
Amoniaco (NH <sub>3</sub> )	Baja - Fase de I+D Primera prueba de combustión en la primera mitad de 2023.	Bajo Inicios de 2024	Alto Requisitos adicionales para la ventilación de doble pared y el sistema de captura de amoniaco	Alto Más tóxico y puede envenenar al personal de a bordo. Actualmente no está aprobado como combustible para mares.	Alto El amoniaco verde no contiene carbono. Sin embargo, se deben evitar las emisiones de N <sub>2</sub> O.

Se puede observar que el metanol está listo y se utiliza activamente como combustible marino neutro en carbono, el amoniaco todavía se encuentra en una etapa temprana del desarrollo y el manejo de riesgos antes de que pueda ser una opción viable.

## 2.8 Justificación del combustible para emplear

Según lo expuesto anteriormente se expondrán los argumentos por los que se decide optar por el metanol como combustible:

**Tamaño de depósito:** si bien es cierto que el tamaño de del depósito de combustible es 2,4 veces superior al del MGO, es el más pequeño si lo comparamos con las alternativas neutras en CO<sub>2</sub> como es el hidrógeno (4,2) o amoniaco (2,8).

**Emisiones:** tanto el hidrógeno, como el amoniaco y el metanol que depende de su proceso de obtención pueden considerarse neutros en carbono. Para los buques que operan en las áreas de control de emisiones de la OMI (ECA), el metanol es una solución factible para cumplir con los requisitos de bajo contenido de azufre y, con unos muy bajos niveles de NO<sub>x</sub>. Cuando se opera con el metanol, las reducciones de emisiones de SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas son similares a la reducción obtenida al operar con LNG. Sin embargo, los costos de instalación son solo una fracción de los costos de LNG.

**Energía mínima de ignición EMI:** el hidrógeno se puede considerar como el combustible más fácil de inflamar debido a su baja EMI, pero presenta mayores riesgos en términos de seguridad. Además, a pesar de que el amoniaco es más seguro debido a su alta EMI, en aplicaciones que necesitan un encendido rápido y eficiente puede resultar poco práctico. El metanol es interesante para los operadores de buques porque no contiene azufre y es líquido en condiciones de aire ambiente. Esto hace que sea fácil de almacenar a bordo de los barcos, de forma similar a los combustibles destilados.

**Inflamabilidad:** estos combustibles tienen unos rangos mínimos y máximos del vapor o gas en mezcla con el aire, en las que son inflamables. El metanol presenta un rango de inflamabilidad del 44% mientras que el del hidrógeno y amoniaco presentan unos rangos de inflamabilidad del 75% y 33% respectivamente. Por lo que es más seguro que el hidrógeno y menos que el amoniaco.

**Toxicidad:** este es uno de los puntos más importantes ya que el amoniaco presenta una toxicidad de 14 superior a la del metanol para una exposición de 10 min AEGL 3 en dónde se pueden producir efectos letales o que pueden poner en peligro la vida. Además de que actualmente no está respaldado por la EMSA.

**Temperatura de almacenamiento:** como el metanol se almacena a temperatura ambiente no presenta problemas asociados con la temperatura criogénica del hidrógeno líquido. Pues una posible fuga en la placa de acero causaría una fractura frágil.

## 2.9 Esquemas propulsivos de sistemas térmicos y térmico-eléctricos Híbridos

El sistema híbrido que se adjunta a continuación a muestra un sistema de propulsión naval híbrido MAN HyProp ECO system de propulsión híbrido flexible para controlar la potencia entregada por o a la máquina del eje de la manera más eficiente. Supera la limitación de la maquinaria de propulsión de velocidad constante mediante la utilización de la tecnología de accionamiento de velocidad variable (VSD) en el generador/motor del eje. MAN HyProp ECO puede reducir el consumo de combustible entre un 10 y un 15. Esto mismo con una configuración tradicional sería imposible de conseguir pues esto se debe electrificación; mejorando así los flujos energéticos y haciendo que el sistema trabaje en los puntos óptimos de operación. A continuación, se muestran las imágenes de una configuración tradicional e híbridos:

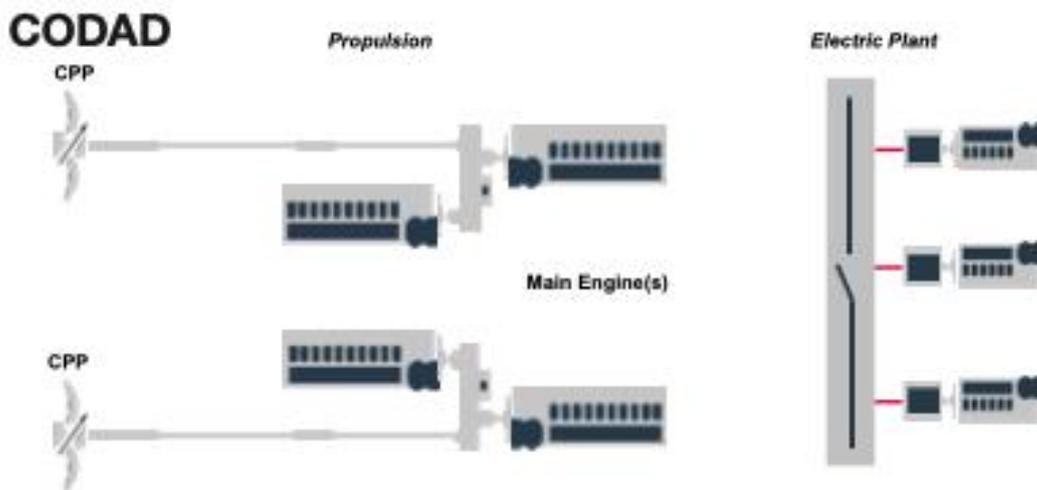


Figura 28. Configuración tradicional: sistema propulsivo a la izquierda, planta generadora de electricidad a la derecha, fuente: MAN Energy Solutions.

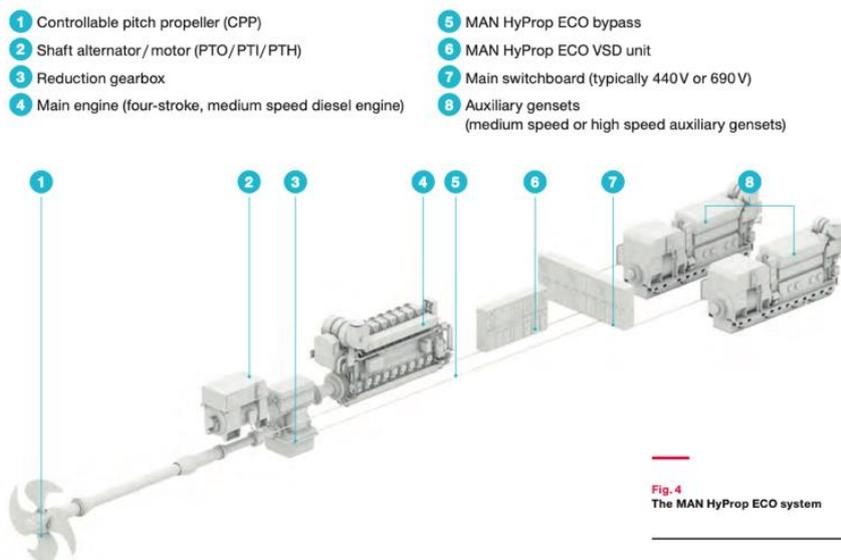


Figura 29. Configuración híbrida MAN HyProp ECO system, fuente: MAN Energy Solutions.

A continuación, se detallarán las partes del sistema híbrido con sus correspondientes puntos de funcionamiento:

1. Hélice de paso controlable (CPP) para optimizar la eficiencia de la propulsión.
2. Alternador de eje (PTO/PTI/PTP) que puede funcionar tanto como generador como motor.
3. Caja reductora para ajustar las velocidades de entrada y salida.
4. Motor principal, un motor diésel de cuatro tiempos y media velocidad.
5. MAN HyProp ECO bypass, que permite la operación en modo económico.
6. MAN HyProp ECO VSD, variadores de frecuencia para mejorar la eficiencia energética.
7. Cuadro de distribución principal.
8. Generadores auxiliares para suministrar energía a los sistemas auxiliares de la nave.

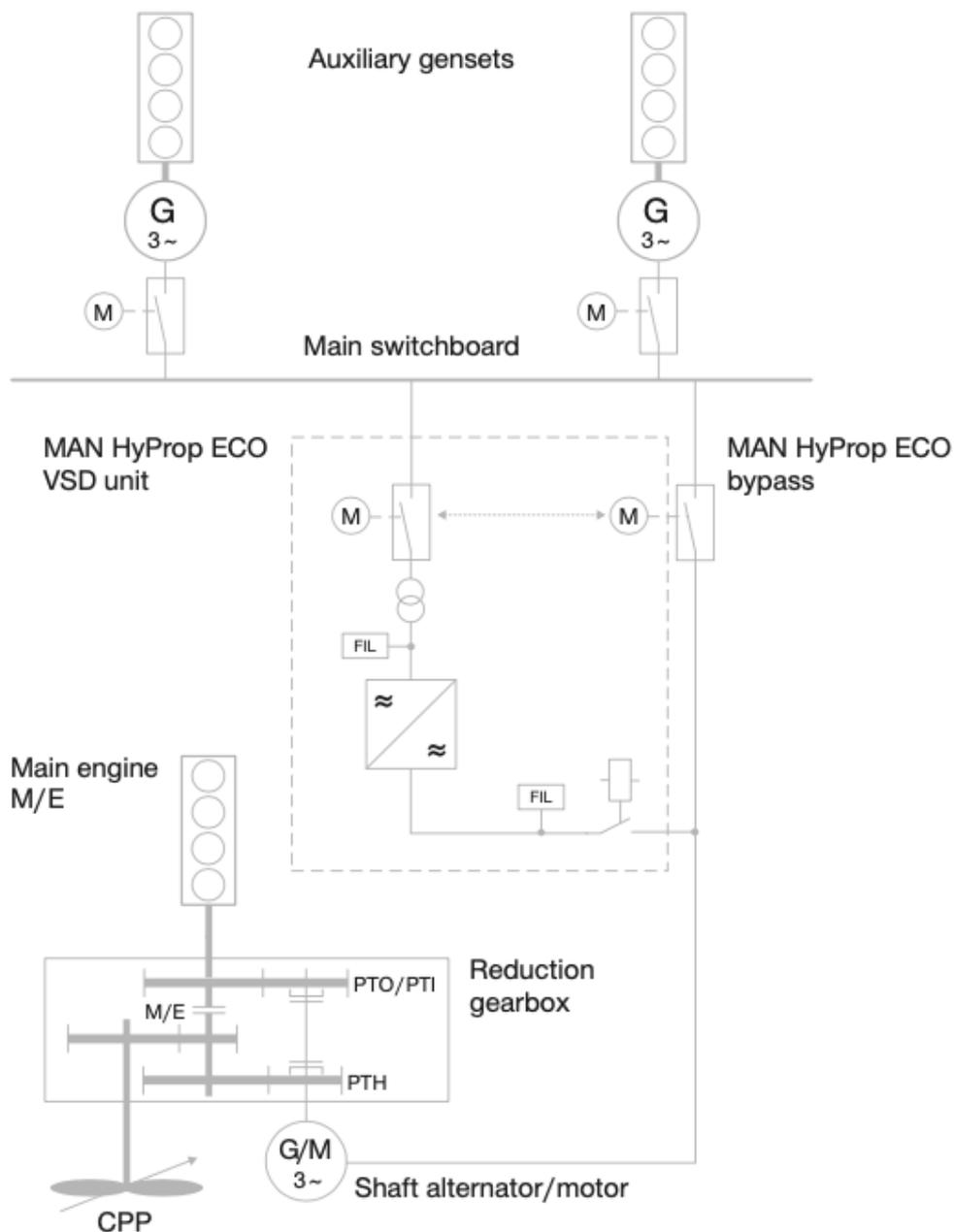
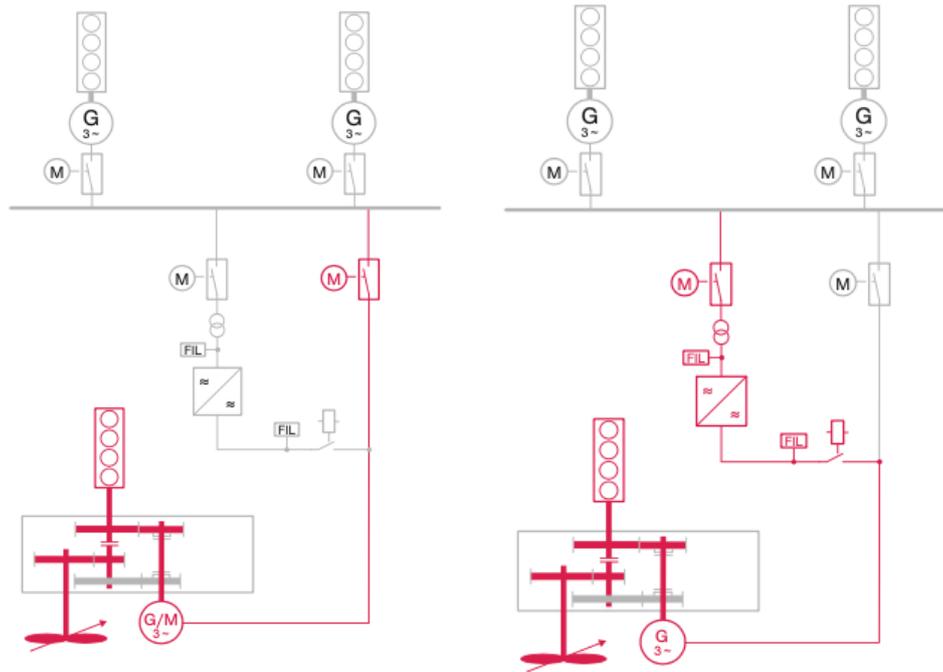
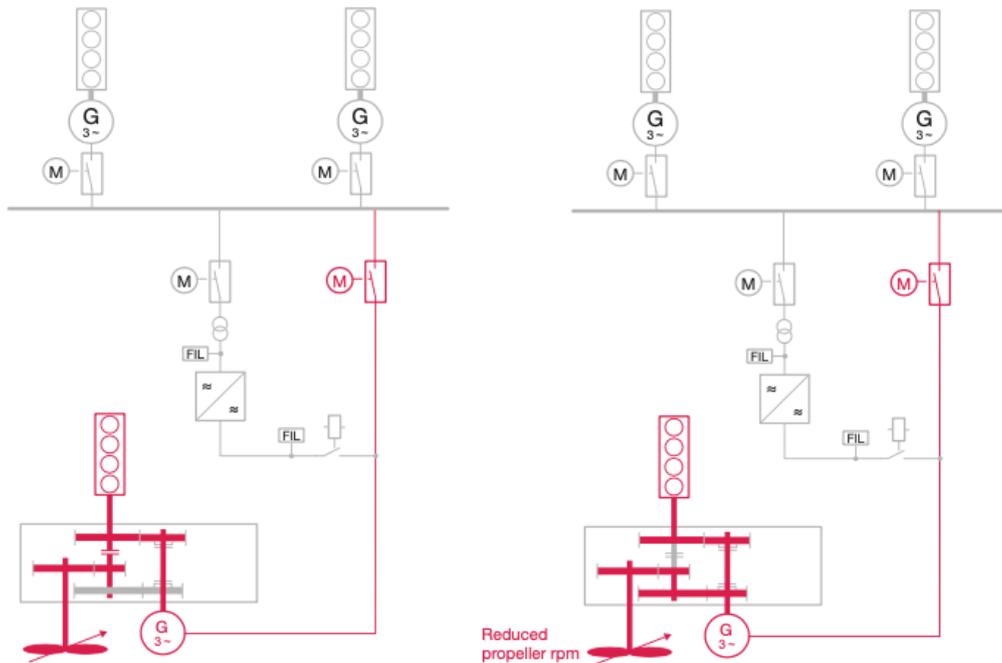


Figura 30. Esquema general del sistema MAN HyProp ECO system, fuente: MAN Energy Solutions.



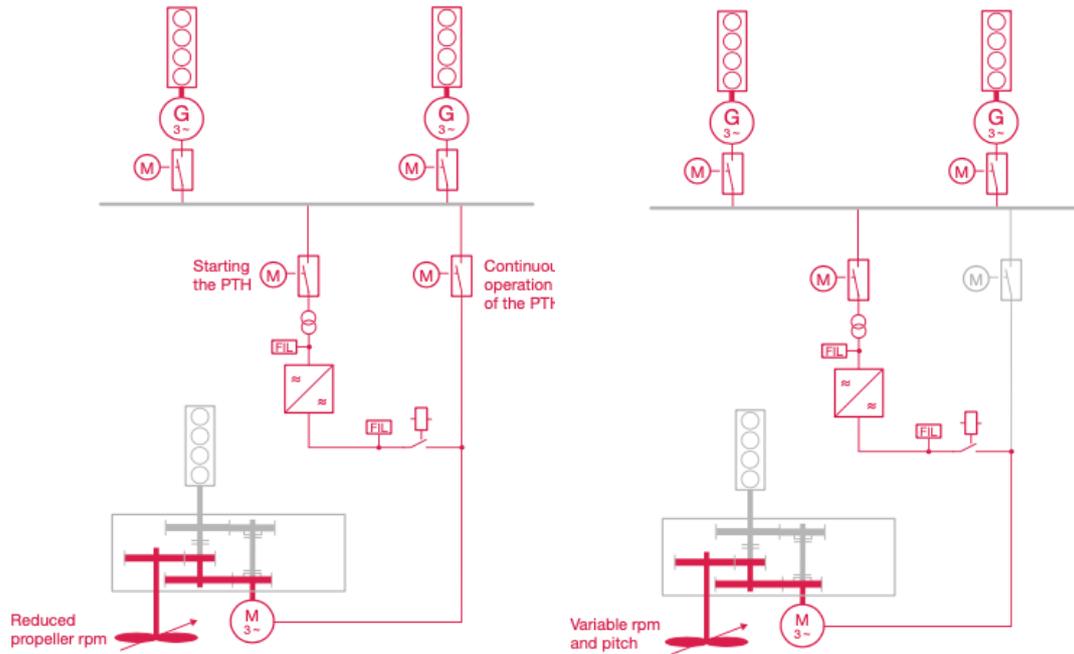
**Figura 31. Modo 1 (izquierda) y Modo 2 (derecha) sistema MAN HyProp ECO system, fuente: MAN Energy Solutions.**

1. El modo uno se centra en el funcionamiento eficiente de la máquina del eje, ya sea como fuente de energía eléctrica para los consumidores de la embarcación (PTO) o como fuente de energía auxiliar para impulsar la hélice (PTI). En el modo PTI, el motor principal y los grupos electrógenos auxiliares funcionan en paralelo, mientras que en el modo PTO, la máquina de eje suele ser el único generador de energía eléctrica. Esto es económico debido al mejor consumo específico de combustible del motor principal en comparación con los grupos electrógenos auxiliares, mucho más pequeños. En el modo uno, no hay pérdidas en la transmisión eléctrica desde la máquina de eje al cuadro principal ya que se utiliza el bypass. Normalmente, la pérdida total de la unidad VSD (incluido el transformador y los filtros) es del 7%. El modo uno también se puede utilizar para una vaporización lenta y económica de una aplicación de doble tornillo con un solo motor principal en funcionamiento. La PTI en el segundo eje también puede ser alimentada por la PTO a través de una conexión cruzada eléctrica.
2. El modo dos que se permite un funcionamiento altamente eficiente de la planta de propulsión con la hélice en modo combinator. En este modo, la hélice y el motor principal funcionan a velocidad variable (normalmente entre el 75 y el 100% de las rpm nominales). Este es un modo muy económico porque, para velocidades de barco bajas, una reducción de la velocidad de la hélice es más beneficiosa que una reducción del paso de la hélice cuando se trata de ahorrar combustible. La planta de propulsión puede funcionar en los puntos de funcionamiento óptimos a todas las velocidades del barco. El motor diésel y la hélice contribuyen al ahorro de gasóleo en este modo. En el modo dos, la unidad VSD se utiliza para generar una frecuencia de salida y un voltaje constantes hacia el tablero de distribución principal, de modo que la toma de fuerza (velocidad variable) pueda funcionar en paralelo con los grupos electrógenos auxiliares. La toma de fuerza puede incluso ser la única fuente de generación de energía eléctrica.



**Figura 32. Modo 3 (izquierda) y Modo 4 (derecha) sistema MAN HyProp ECO system, fuente: MAN Energy Solutions.**

3. El modo tres también es un modo de ahorro de combustible similar al modo dos PTO eco, ya que el motor principal y la hélice pueden funcionar a velocidad variable (modo combinador). Los grupos electrógenos auxiliares no funcionan en modo tres. El motor principal funciona a una velocidad variable entre el 83 y el 100% de su velocidad nominal, lo que significa que la frecuencia en el cuadro de distribución principal flota entre 50 y 60 Hz. Esto debe tenerse en cuenta en la disposición de los consumidores eléctricos.
4. El modo cuatro también es un modo económico para el funcionamiento de la planta de propulsión. En condiciones de vapor lento. El motor principal funciona a su velocidad constante nominal, mientras que la hélice funciona a una velocidad reducida. Esto permite lograr un ajuste de paso más alto de la hélice, lo que resulta en una mejor eficiencia hidrodinámica. En el modo cuatro, el segundo paso de la caja de cambios se utiliza para reducir la velocidad de la hélice. La PTO todavía se puede utilizar para la generación de energía eléctrica cuando se opera a la velocidad sincrónica o nominal. La unidad VSD se pasa por alto, por lo que no hay pérdidas eléctricas.

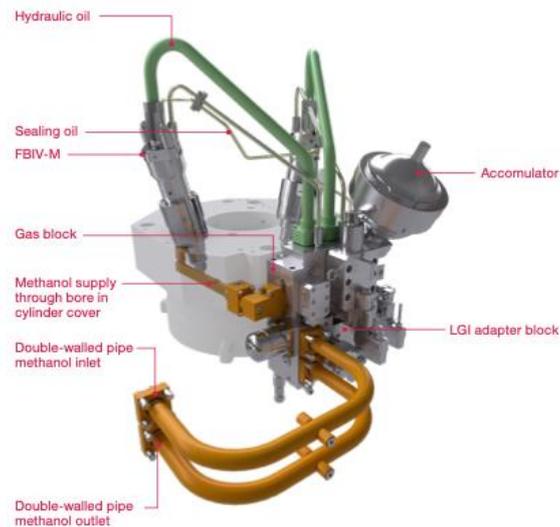


**Figura 33. Modo 5 (izquierda) y Modo 6 (derecha) sistema MAN HyProp ECO system, fuente: MAN Energy Solutions.**

5. El modo cinco es un modo de propulsión diésel-eléctrica redundante que se utilizará si el motor principal está apagado. A menudo se utiliza como propulsión de emergencia asegurando una capacidad para llevar a casa (PTH) para el buque. La unidad VSD se utiliza para el arranque automático de la máquina de eje como motor PTH. El convertidor se puenta cuando la máquina de eje ha alcanzado la velocidad nominal, de modo que en funcionamiento continuo no se producen pérdidas eléctricas en la línea de transmisión. La unidad VSD sólo debe dimensionarse para aproximadamente el 25% de la potencia de la máquina de eje, lo que es suficiente para ponerla en marcha. De este modo, la unidad VSD puede mantenerse pequeña y ligera.
6. El modo seis es un modo eficiente de propulsión diésel-eléctrica para navegación lenta. A bajas velocidades del barco, puede resultar más económico utilizar la máquina de eje para propulsión eléctrica en lugar de hacer funcionar el motor principal con carga baja. Este modo también se puede utilizar para llevar a casa. La unidad VSD y la máquina de eje se utilizan para hacer funcionar la hélice a velocidad variable. El modo seis es un modo eléctrico económico, ya que la combinación óptima de rpm y paso de la hélice se puede ajustar para cada velocidad de la embarcación. Como la potencia de propulsión requerida es baja en navegación lenta, la unidad VSD se puede diseñar con menor potencia y dimensiones más pequeñas.

## 2.10 El motor de metanol

En el diseño del motor de metanol, para una mayor seguridad, las tuberías de suministro de combustible de metanol se basan en un concepto de doble barrera. Significa que una segunda capa encapsula todas las tuberías de metanol dentro de la sala de máquinas. Esta tubería exterior se ventila a la atmósfera exterior para eliminar el riesgo de una fuga de metanol a, por ejemplo, la sala de máquinas y para permitir la detección de una fuga de la tubería interior con sensores de hidrocarburos.

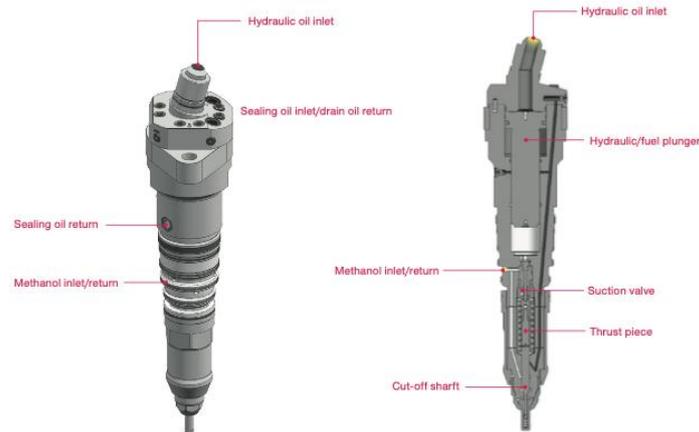


**Figura 34. Componentes y tuberías de metanol en cada cilindro, fuente: MAN Energy Solutions.**

### Sistema de inyección

El FBIV ha sido diseñado combinando una bomba de émbolo accionada hidráulicamente con una válvula de aguja de inyección de resorte que se abre a una presión de combustible dada. La funcionalidad de la bomba del FBIV utiliza presión hidráulica para aumentar la presión de metanol a la presión de inyección requerida de aproximadamente 600 bar. Una válvula de succión (válvula de retención) asegura el llenado de la cámara de la bomba después de cada golpe. La presión de suministro de metanol está dentro de  $13 \pm 0,5$  bar. Una pequeña inyección piloto del sistema de combustible diésel enciende el metanol. El diseño de volumen de la cámara de la bomba del FBIV limita la cantidad de combustible que puede entrar en el cilindro durante cada golpe, lo que elimina el riesgo de inyectar demasiado combustible.

Las partes del FBIV, donde el aceite hidráulico y el metanol podrían mezclarse, están diseñadas específicamente para minimizar este riesgo con aceite de sellado añadido en puntos críticos. El aceite de sellado usado drenado se recircula a un tanque separado en la unidad de aceite de sellado montada en el motor, que maneja una posible contaminación por metanol de manera segura.



**Figura 35. Sección transversal (derecha) que muestra el último diseño y puntos de interés de FBIV-M, fuente: MAN Energy Solutions.**

### **Sistema de suministro de metanol**

El motor utiliza metanol con temperatura a una presión de suministro fija y un flujo variable dependiendo de la carga del motor. El sistema de suministro de combustible de bajo punto de inflamación de metanol (LFSS) tiene que suministrar este combustible al motor mientras cumple con los requisitos descritos con respecto a la temperatura, el flujo, la presión y las capacidades.

El metanol LFSS está diseñado de acuerdo con el mismo concepto que un sistema de suministro de combustible ordinario. El combustible se extrae del tanque de servicio que contiene combustible líquido, y se aumenta a la presión de suministro mediante una bomba de baja presión (LP) y una bomba de alta presión (HP), para finalmente entregar aproximadamente 13 bares de presión de la bomba HP. La presión de suministro debe garantizar que el combustible permanezca líquido y que no se genere cavitación a las temperaturas a las que se expone el combustible antes de la inyección en el FBIV. Para garantizar la temperatura correcta de suministro de combustible, un calentador/enfriador se coloca en el circuito de circulación. Se recomienda conectar esto a un circuito de refrigeración secundario y al sistema de refrigeración a baja temperatura (LT).

### **Tanque de servicio de combustible de metanol**

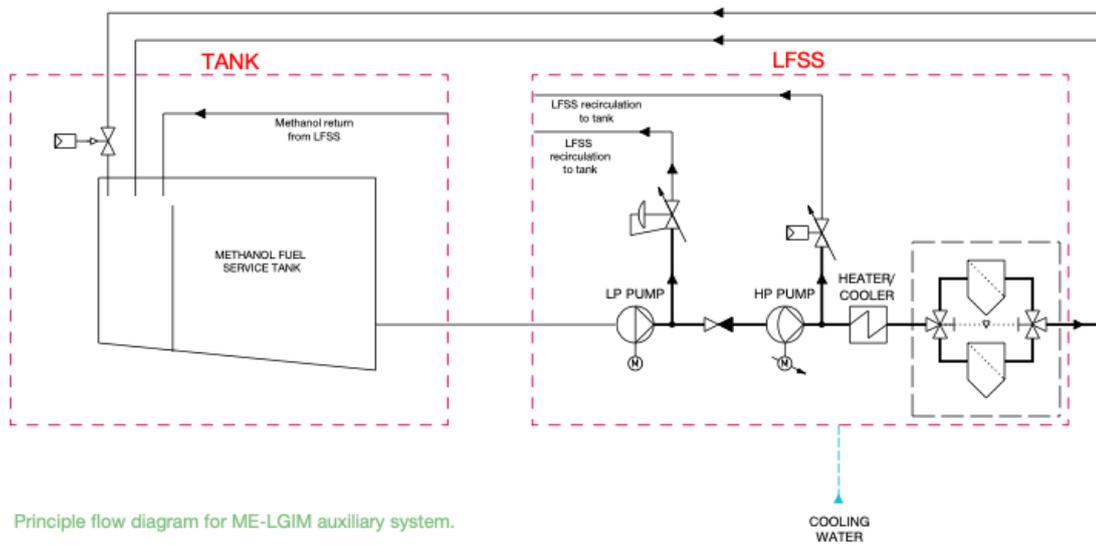
El metanol se almacena en un tanque sin presión, que normalmente se encuentra en cubierta para los transportadores de metanol. El tanque de servicio de combustible de metanol está dividido en dos compartimentos, un compartimento de drenaje/purga y un compartimento de suministro, conectados por un mamparo de derrame.

### **Tren de válvula de combustible**

El tren de válvulas de combustible conecta el LFSS con el motor a través de una válvula maestra de combustible (MFV) dispuesta en una configuración de doble bloque y purga. Para fines de purga, el tren de válvulas también está conectado a una fuente de nitrógeno, separada por una configuración de doble bloque y purga.

Además, también hay una conexión de agua conectados al tren de válvulas para cumplir con los niveles de reducción de NO<sub>x</sub> Tier III, separados por una configuración de doble bloque y purga. El tren de válvulas se colocará en la zona peligrosa para evitar la necesidad de barreras de seguridad dobles, por ejemplo, en una habitación ventilada junto con el LFSS. Desde el tren de

válvulas, el combustible se alimenta al motor a través de un tubo ventilado de doble pared que pasa por la sala de máquinas.



**Figura 36. Diagrama de flujo principal para el sistema auxiliar ME-LGIM (parte 1) , fuente: MAN Energy Solutions.**

### Unidad de inyección de agua

La unidad de inyección de agua tiene el propósito de suministrar agua presurizada en el flujo necesario para mezclarse con metanol con el fin de reducir los NO<sub>x</sub> y, por lo tanto, cumplir con los niveles TIER III. Consiste principalmente en una bomba, filtros y transmisores de presión. Proporciona agua para mezclar con metanol a través del FVT y, por lo tanto, la mezcla de agua está controlada por el ECS. La unidad de inyección de agua está diseñada para colocarse en un área segura para el gas, por ejemplo, en la sala de máquinas.

### Sistema de retorno de purga

Como se mencionó, el concepto LGI involucra combustibles de metanol en el motor. Debido al bajo punto de inflamación, existen varios escenarios operativos en los que es necesario vaciar e inertizar la tubería de combustible. Para el ME-LGI, la tubería de combustible en el motor y en la sala de máquinas está dispuesto de manera que el combustible líquido pueda purgarlo y así devolverlo al tanque de servicio de combustible. Una vez que el combustible metanol ha regresado al tanque de servicio, se realiza una purga completa y una inertización del sistema de tuberías de doble pared.

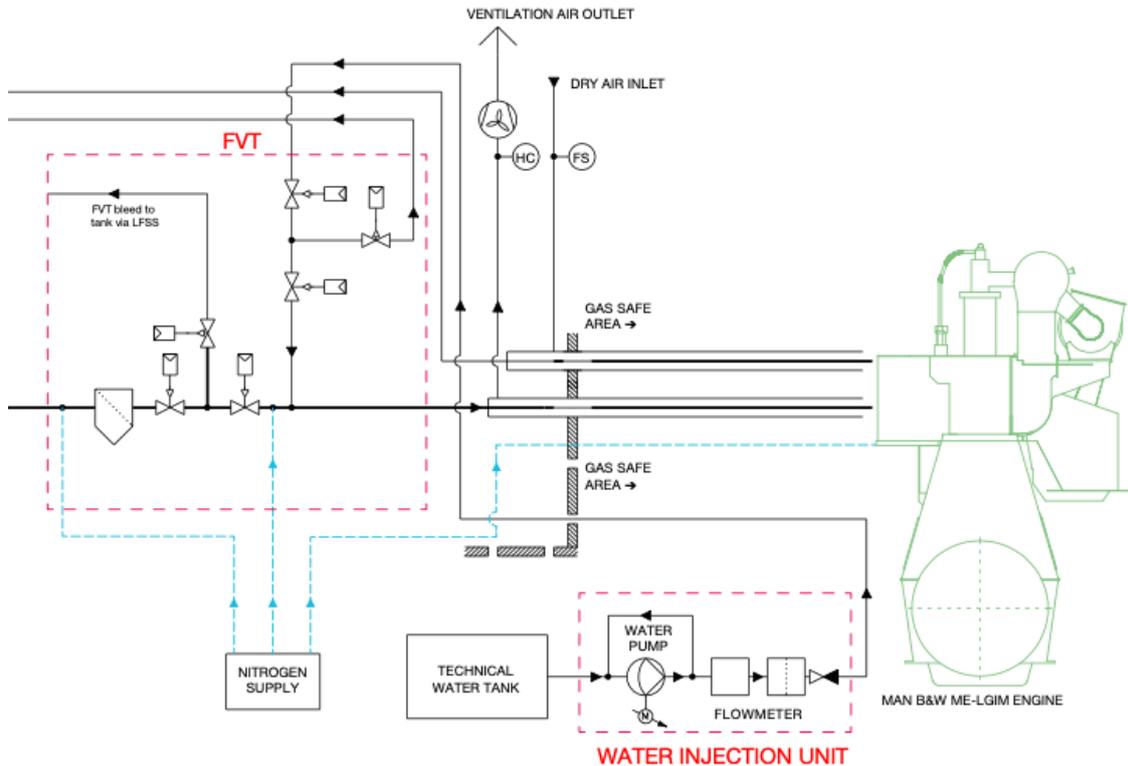


Figura 37. Diagrama de flujo principal para el sistema auxiliar ME-LGIM (parte 2), fuente: MAN Energy Solutions.

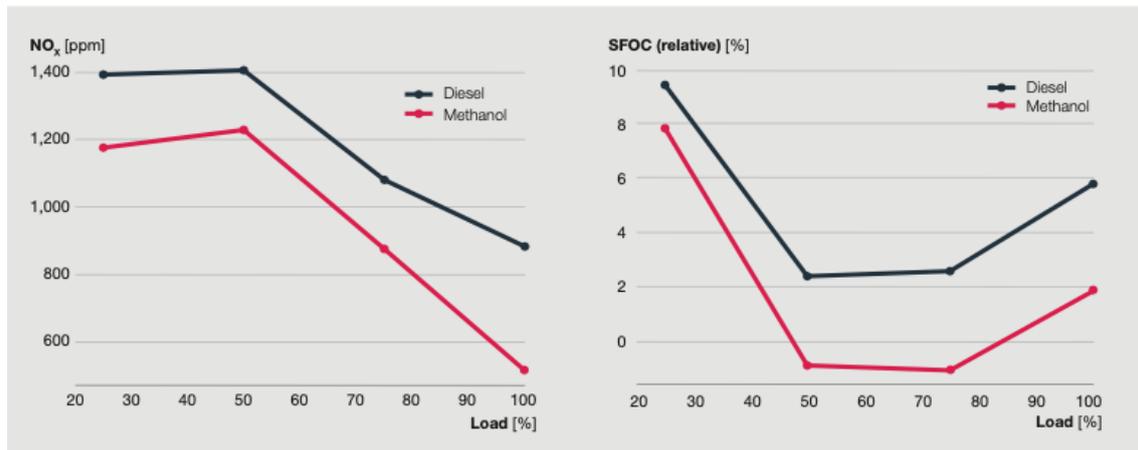
### Cierre del sistema de gas licuado

En un apagado completo del sistema de gas licuado, todas las tuberías se vacían de combustible de metanol y se apagan el LFSS y la ventilación. Además, todo el sistema de combustible de metanol del ME-LGI, incluido el FVT, se prueba con nitrógeno como parte del procedimiento de arranque. Cuando finaliza la operación de combustible dual, las tuberías de combustible se limpian de metanol utilizando un flujo presurizado de nitrógeno.

#### 2.10.1 Emisiones de $\text{NO}_x$

##### Mediciones de emisiones de $\text{NO}_x$

En la figura 38 se muestra las concentraciones brutas de  $\text{NO}_x$  en las emisiones del motor y el consumo relativo de fueloil específico (SFOC) para diésel y metanol en función de la carga del motor. En general, las emisiones de  $\text{NO}_x$  disminuyen alrededor de un 30% al pasar de combustión diésel a metanol, dado que se utilizan los mismos parámetros de funcionamiento. Este es un efecto de la llama de metanol intrínsecamente más fría. Por lo tanto, existe un gran margen para la optimización de SFOC del proceso de metanol, manteniendo al mismo tiempo el cumplimiento de las emisiones de  $\text{NO}_x$  con la legislación Tier II de la OMI. Se han aumentado al máximo posible las emisiones de  $\text{NO}_x$  del metanol (a), que sigue estando por debajo de la referencia del diésel, con el fin de reducir el consumo de metanol. Desde el punto de vista energético, el SFOC para el metanol (b) es ahora más bajo que el de la referencia diésel.



**Figura 38. Emisiones de NO<sub>x</sub> medidas y SFOC relativo (%) que compara el funcionamiento del metanol y el diésel, fuente: MAN Energy Solutions.**

### Consumo de aceite piloto

La cantidad de aceite piloto es hasta el 5% del consumo de combustible MCR en modo gasóleo. La cantidad de aceite piloto necesaria para asegurar la ignición del metanol inyectado es muy pequeña. Sin embargo, es un desafío técnico diseñar un sistema de inyección robusto que sea lo suficientemente grande y potente como para permitir un funcionamiento eficiente en el consumo de combustible y con cargas elevadas con fueloil, y al mismo tiempo lo suficientemente pequeño y rápido como para poder inyectar cantidades diminutas de aceite piloto.

Las únicas emisiones de partículas generadas por los buques de doble combustible con metanol provienen del combustible piloto. No es el requisito de un encendido seguro del metanol lo que establece el límite inferior para la cantidad de aceite piloto, sino la cantidad mínima de combustible que el sistema de inyección de combustible puede inyectar de forma fiable. En este contexto, cabe señalar que la inyección piloto de aceite no supone un desperdicio de energía, ya que la combustión del aceite se produce cerca del punto muerto superior (TDC) y por lo tanto contribuye con la máxima eficiencia termodinámica a la potencia del motor.

Estos motores han desarrollado un rendimiento sin fallos importantes en componentes durante las pruebas. Los motores funcionaron con la misma clasificación y diseño de rendimiento independientemente del combustible, diésel o metanol, lo que demuestra la robustez del diseño del motor LGI. Demostrando que el metanol es un buen combustible para motores de combustión, que produce aproximadamente un 30% menos de emisiones de NO<sub>x</sub> y un SFOC ligeramente mejor en comparación con el funcionamiento con diésel cuando se opera con puntos de funcionamiento termodinámicos idénticos.

Técnicamente, el aceite piloto puede ser cualquier combustible de hidrocarburo renovable, por ejemplo, biocombustible lo que hace que el funcionamiento del motor sea neutro en emisiones de CO<sub>2</sub>.

### La mezcla de agua con metanol proporciona el cumplimiento del Nivel III

La inyección piloto diésel garantiza un encendido y una combustión estables incluso de combustibles de muy baja ignición. Mediante investigaciones ya se permite la combustión de mezclas de agua y metanol. El concepto de funcionamiento del motor LGIM-W es que la adición de agua al metanol reduce la temperatura de combustión y, por tanto, la formación de NO<sub>x</sub>.

Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

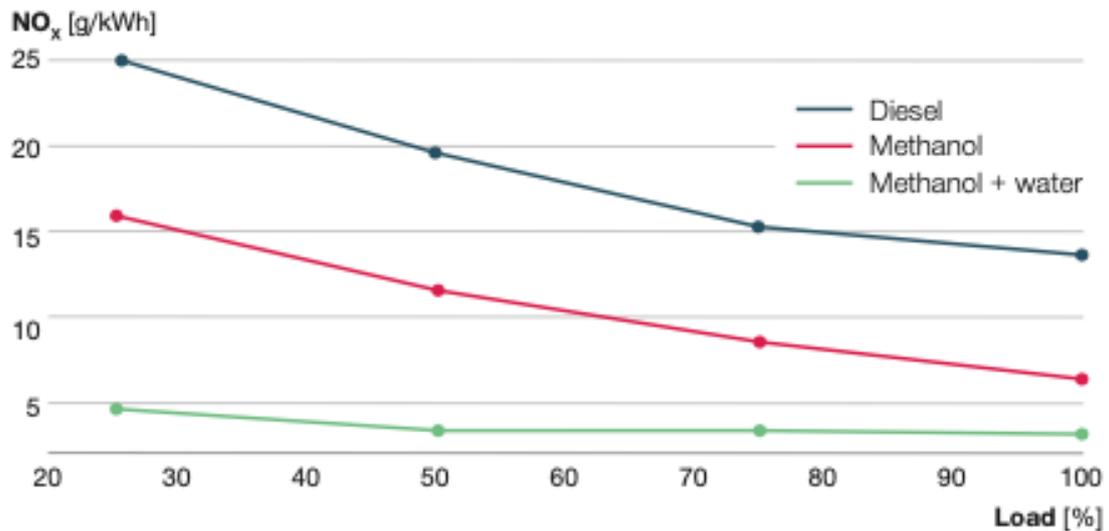


Figura 39. Reducción de NO<sub>x</sub> en función de la carga y tipo de combustible y mezcla, fuente: MAN Energy Solutions.

Las pruebas han confirmado que al funcionar con metanol mezclado con 25%-40% de agua y un 5% de aceite piloto (diésel), es posible reducir las emisiones de NO<sub>x</sub> lo suficiente como para alcanzar los niveles de emisiones Tier III.

El beneficio económico de cumplir con los niveles de emisiones de NO<sub>x</sub> del Nivel III agregando agua al combustible es que ya no se requieren sistemas EGR o SCR.

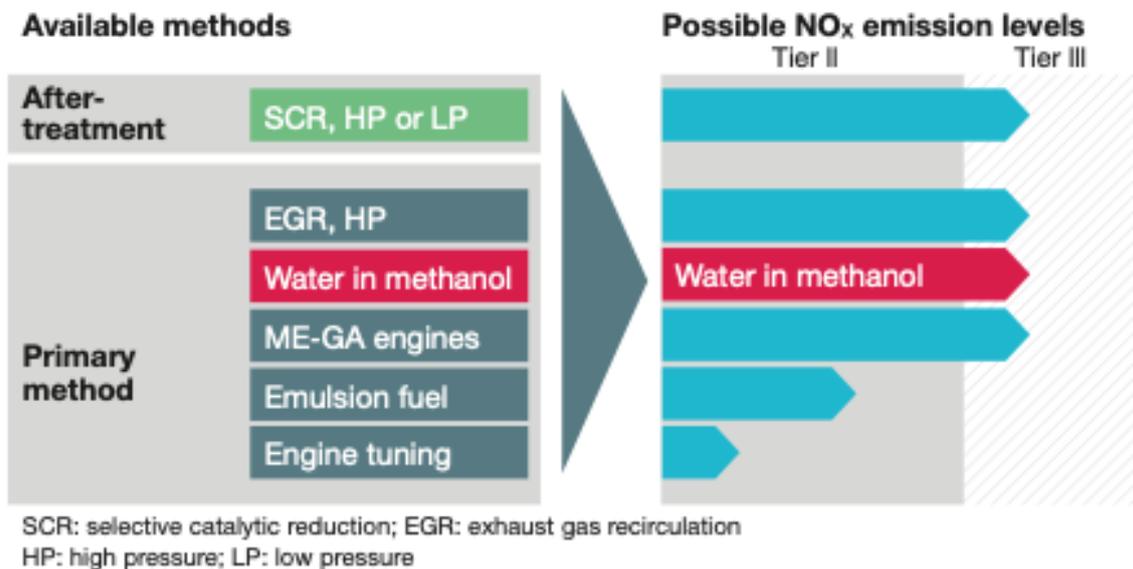


Figura 40. Métodos de reducción de NO<sub>x</sub> para alcanzar Tier III en los niveles de emisiones, fuente: MAN Energy Solutions.

## 2.10.2 Instalación depósitos de metanol según la EMSA

Según la EMSA la instalación de los depósitos de metanol, así como sus elementos auxiliares hasta el uso del combustible serán los siguientes y se mostrarán representados en las posibles instalaciones del buque.

- Aprovisionamiento de combustible:



Una estación de aprovisionamiento en cubierta, debajo de la cubierta, cerrada, semi-cerrada o abierta. Equipos típicos (por ejemplo, manguera, conectores de colector) y carga asumida por el equipo de carga establecido (y, si no está disponible, por la instalación en tierra, camión cisterna o barcaza de combustible).

- Almacenamiento de combustible:



Tanques de combustible independientes ubicados en cubierta, en el área de carga o debajo de la cubierta en un Espacio de Almacenamiento de Combustible (SHS). Tanques integrales ubicados debajo de la cubierta, y equipo asociado (por ejemplo, instrumentación). La configuración podría incluir almacenamiento en un tanque de carga dedicado o tanque de sedimentación con conexión a un tanque de servicio (tanque en o debajo de la cubierta).

- Transferencia (y preparación) de combustible:



Bombas, equipo de preparación y tuberías ubicadas en una Sala de Preparación de Combustible (FPR - Fuel Preparation Room) dedicada. Sala de Bombas incluyendo regulación de presión y equipo de monitoreo de procesos, etc. Debajo de la cubierta, en cubierta o dentro del área de carga, y tuberías desde los tanques de combustible/tanque de servicio hasta la FPR para los motores del barco.

- Uso del combustible:



Motores y tuberías de combustible ubicadas en un espacio de maquinaria dedicado (Sala de Máquinas) debajo de la cubierta.

A continuación, se muestran las ubicaciones de los elementos auxiliares: aprovisionamiento de combustible, almacenamiento de combustible, transferencia de combustible y uso del combustible.

### Generic Arrangement of Functional Groups

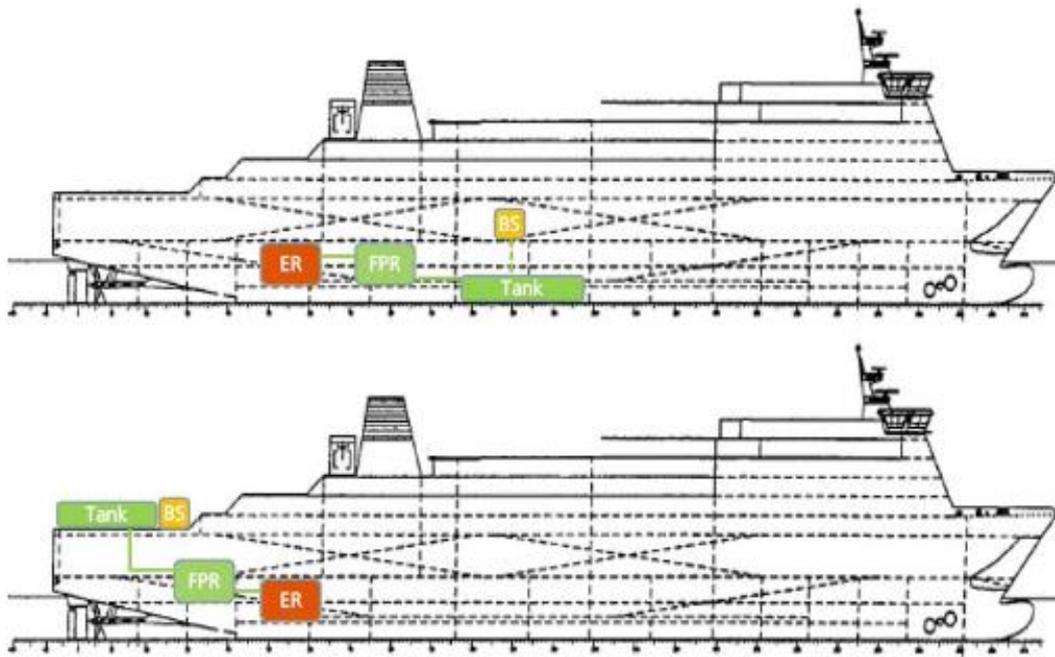


Figura 41. Zonas para instalar los depósitos según la EMSA parte 1, fuente: EMSA.

### Generic Arrangement of Functional Groups

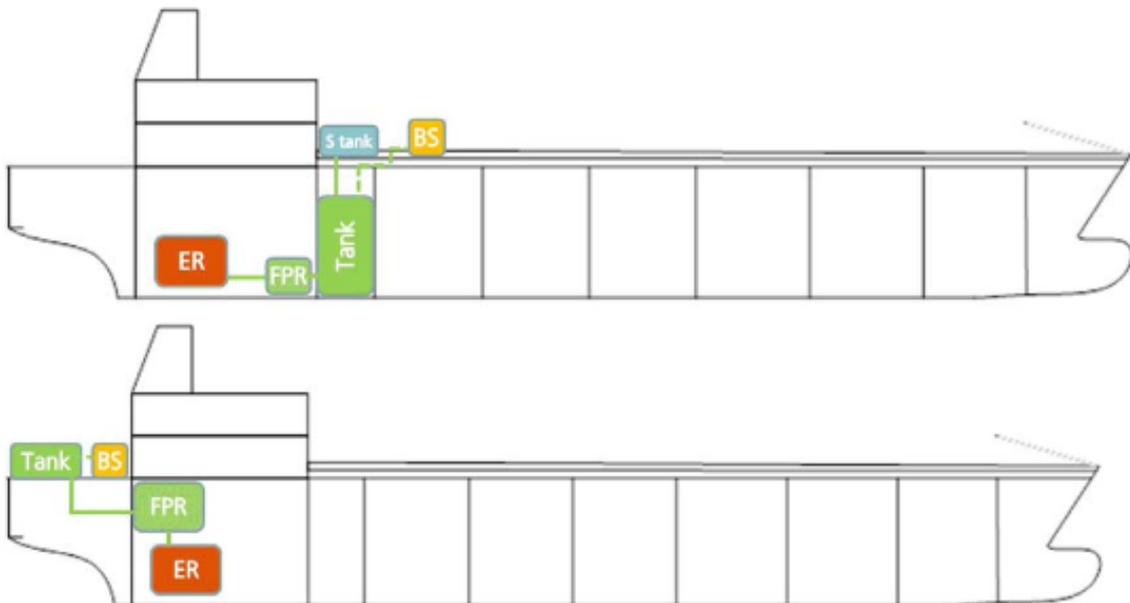


Figura 42. Zonas para instalar los depósitos según la EMSA parte 2, fuente: EMSA.

## 2.11 Proceso de generación del Hidrogeno verde

Generar hidrógeno a través de la electricidad se realiza mediante un proceso conocido como electrólisis del agua. Este proceso implica el uso de la electricidad para descomponer las moléculas de agua (H<sub>2</sub>O) en oxígeno (O<sub>2</sub>) e hidrógeno (H<sub>2</sub>). La electrólisis se lleva a cabo en un dispositivo llamado electrolizador.

El hidrógeno verde se produce a través de un electrolizador utilizando electricidad renovable. Esta forma también se puede llamar "hidrógeno e" y, en el contexto de la Directiva de Energía Renovable (RED) de la UE, se considera un combustible renovable de origen no biológico (RFNBO). Tiene el potencial de convertirse en la principal vía para ampliar la producción de hidrógeno verde, con proyectos de electrolización nuevos y más grandes. El uso de la electrólisis para la producción de hidrógeno verde no es nuevo. Hasta la década de 1960, la mayoría de los fertilizantes vendidos en Europa se basaban en hidrógeno producido con electrólisis basada en hidroeléctrica para la producción de amoníaco en Noruega.

### 2.11.1 Tipos de electrolizadores

Actualmente se encuentran disponibles 4 tipos de electrolizadores, alcalina, PEM, SOEC y AEM. La alcalina y la PEM son las más comunes, mientras que la SOEC debido a su alto costo son más escasas a nivel comercial y las AEM todavía se encuentran en fase de investigación. Como se puede observar las SO son las que mejor eficiencia tienen pese a ser las más costosas en términos CAPEX. En este estudio técnico-económico se ha empleado la pila de combustible PEM frente a la alcalina por poseer mejor eficiencia a un costo CAPEX ligeramente superior, un costo nada comparado con las SOEC que triplican el coste de las PEM, además de que su oferta comercial es muy limitada. A medida que evolucione la tecnología y la economía de escala aumente de la fabricación de estas pilas de combustibles, la SOFC sería una opción interesante.

**Tabla 7. CAPEX de los diversos electrolizadores, fuente: Challenges in Power-to-X**

ELECTROLIZADOR	Tipo	2015			2020			2030		
		mínimo	media	máximo	mínimo	media	máximo	mínimo	media	máximo
CAPEX [€/kW]	ALCALINA	884	1170	1456	676	1118	1560	478	718	957
CAPEX [€/kW]	PEM	936	1820	2704	832	1612	2392	478	1279	2080
CAPEX [€/kW]	SO			>2288	1664	3806	5949	676	2730	4784

**Tabla 8. Eficiencias de los diversos electrolizadores, fuente: Challenges in Power-to-X**

ELECTROLIZADOR	Tipo	2015			2020			2030		
		mínimo	media	máximo	mínimo	media	máximo	mínimo	media	máximo
Eficiencia [%]	ALCALINA	53	66	78	58	69	80	62	72	81
Eficiencia [%]	PEM	53	68	82	64	77	89	64	77	89
Eficiencia [%]	SOEC	90	94	98	90	94	98	90	94	98

Todas las tecnologías de electrolizador requieren que el agua pura y desionizada se divida en hidrógeno y oxígeno. Para producir este tipo de agua, se puede purificar el agua dulce, utilizando procesos de filtración, desionización o ósmosis inversa. Si el acceso al agua dulce es un desafío, el agua de mar se puede desalinizar y luego purificar. Las tecnologías de purificación del agua, como la compresión mecánica de vapor y la ósmosis inversa, están disponibles comercialmente. La desalinización y la purificación del agua suelen representar menos del 1-2% del coste total de la producción de hidrógeno. Es importante purificar el agua a la calidad del agua desmineralizada antes de que sea utilizada por los electrolizadores, ya que su vida útil y rendimiento se ven gravemente afectados por las impurezas del agua. Por ejemplo, un electrolizador PEM (posiblemente el más estricto cuando se trata de la pureza del agua) requiere agua con una resistividad mínima de  $1\text{M}\Omega\text{-cm}$ .

Durante el proceso de electrólisis, pueden aparecer impurezas que deben eliminarse. Por lo general, los oxigenados (oxígeno y agua) deben eliminarse del hidrógeno, ya que pueden tener efectos perjudiciales en el catalizador de síntesis si el hidrógeno se utiliza para la producción de otros productos químicos. Se necesitan desoxidantes para esta tarea. La pureza del hidrógeno que se produce podría aumentarse aún más mediante la eliminación del argón, lo que mejorará la eficiencia de la producción aguas abajo. Sin embargo, esto es solo una mejora menor. No se esperan más impurezas.

#### 2.11.1.1 Electrolizadores alcalinos

Los electrolizadores alcalinos utilizan una solución de electrolito líquido, como hidróxido de potasio o hidróxido de sodio y agua. Cuando se aplica corriente, los iones de hidróxido se mueven a través del electrolito desde el cátodo hasta el ánodo de cada célula, generando burbujas de gas hidrógeno en el lado del cátodo del electrolizador y gas de oxígeno en el ánodo.

Los electrolizadores alcalinos pueden ser unipolares o bipolares en diseño. Los diseños unipolares, también conocidos como diseños monopolares o de tanque, tienen sus electrodos suspendidos, en paralelo, en tanques alternos separados por membranas delgadas que permiten que los iones se transfieran, pero restringen el movimiento de los gases que se producen. Los diseños bipolares colocan los electrodos muy cerca unos de otros, separados por una delgada membrana no conductora. Los diseños unipolares tienen la ventaja de ser más baratos y fáciles de construir y mantener. Sin embargo, suelen ser menos eficientes que los diseños bipolares.

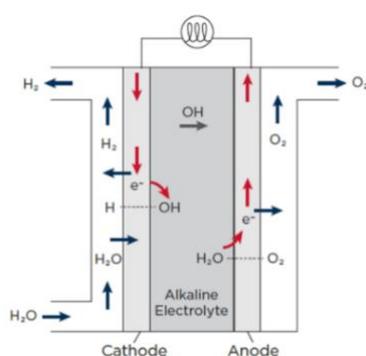


Figura 43. Típico electrolizador alcalino, fuente: EMSA.

Los electrolizadores alcalinos funcionan mejor cerca de sus cargas de diseño; experimentan una caída en la eficiencia cuando operan bajo cargas más bajas. Ambos diseños para electrolizadores alcalinos son más duraderos y contienen menos metales de tierras raras caros que los electrolizadores de PEM y óxido sólido. En 2021, casi el 70% de la capacidad del electrolizador instalado se basó en tecnología alcalina (IEA, 2022).

### 2.11.1.2 Electrolizadores de membrana de intercambio de protones

Los electrolizadores PEM utilizan una membrana de intercambio de protones y un electrolito de polímero sólido (por lo tanto, también se les conoce como electrolizadores de membrana de electrolito de polímero). Cuando se aplica corriente eléctrica, el agua se divide en hidrógeno y oxígeno y los protones de hidrógeno pasan a través de la membrana para formar gas en el lado del cátodo. El aumento de la densidad de la corriente permite una respuesta más rápida del sistema a las fluctuaciones en el aporte de energía, lo que puede ser un gran beneficio cuando se trabaja con fuentes de energía renovables que son intermitentes.

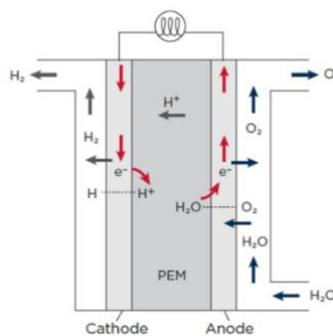


Figura 44. Típico electrolizador PEM, fuente: EMSA.

Los electrolizadores PEM funcionan a temperaturas entre 50 y 80 °C, pero a presiones más altas que los electrolizadores alcalinos. Los electrolizadores PEM típicos se construyen utilizando más metales de tierras raras que los electrolizadores alcalinos y requieren más técnicas de construcción precisas para sus catalizadores, lo que los hace más caros de producir y mantener. En 2021, alrededor del 25% de la capacidad del electrolizador instalado en todo el mundo se basó en la tecnología PEM (IEA, 2022).

### 2.11.1.3 Electrolizadores de óxido de sólido (SOEC)

La célula electrolizadora de óxido sólido (SOEC) es otra tecnología, que no está disponible comercialmente en este momento y está lejos de ser implementada a gran escala. Esta tecnología funciona a alta temperatura y tiene el potencial de ofrecer una mayor eficiencia energética que la alcalina y PEM (74-81%, según la AIE (2019)), especialmente cuando se integra con plantas solares concentradas, que permiten la utilización del calor (IEA, 2017).

Los electrolizadores de óxido sólido utilizan material cerámico sólido para el electrolito. Los electrones del circuito externo se combinan con agua en el cátodo para formar gas hidrógeno y cargar negativamente los iones. Luego, el oxígeno pasa a través de la membrana cerámica sólida y reacciona en el ánodo para formar gas de oxígeno y generar electrones para el circuito externo. Es menos probable que los electrolizadores de óxido sólido, que se encuentren en una etapa temprana de desarrollo y que requieran temperaturas de más de 700 °C para funcionar, se utilicen en el corto plazo.

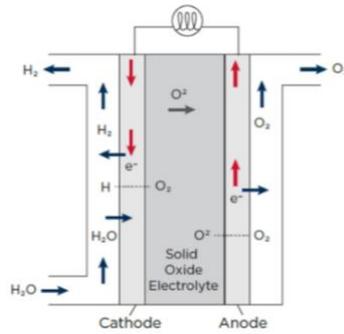


Figura 45. Típico electrolizador SOEC, fuente: EMSA.

#### 2.11.1.4 Electrolizadores alcalinos de membranas de intercambio aniónico (AEM)

La electrólisis alcalina del agua basada en membranas de intercambio aniónico (AEM) es una tecnología reciente que actúa como un proceso intermedio entre la AE y la PEM. Su estructura de celda es similar a la de la PEM, con la ventaja de usar catalizadores de metales no nobles y componentes sin titanio. La celda incluye una membrana de intercambio aniónico en el centro, encargada de transportar iones  $\text{OH}^-$  del cátodo al ánodo. Junto a esta membrana se encuentran las capas catalíticas en ambos electrodos, las cuales facilitan las reacciones electroquímicas. Luego están las GDL (Gas Diffusion Layer), que soportan las capas catalíticas y transportan los iones entre los catalizadores y las placas bipolares. Las capas catalíticas pueden ser depositadas directamente sobre la membrana o sobre las GDL. Este conjunto de membrana, capas catalíticas y GDL se conoce como MEA (Membrane Electrode Assembly), y es similar al usado en las celdas PEM.

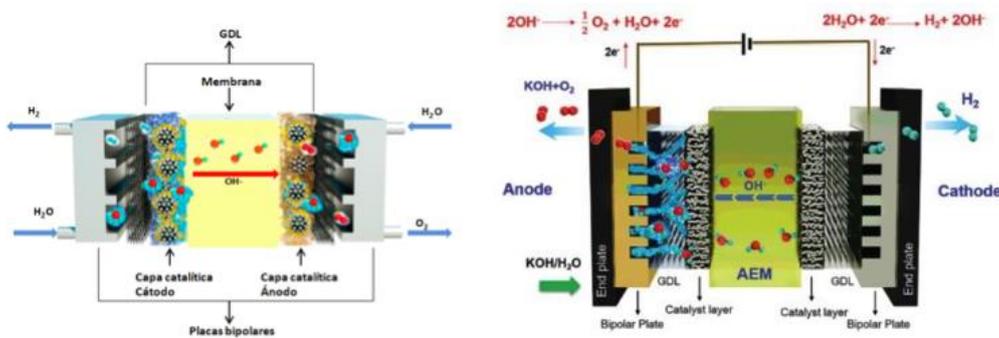


Figura 46. Vista esquemática de un electrolizador AEM, fuente: Albistur 2022

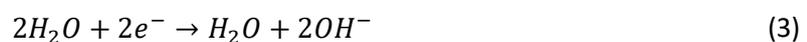
#### 2.11.2 Reacciones y proceso

Al aplicar una diferencia de potencial entre los electrodos, las reacciones que se tiene en la electrólisis alcalina son:

Ánodo:

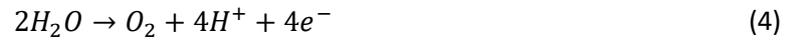


Cátodo:

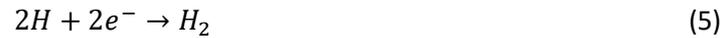


Las reacciones que se tiene en el electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM) son:

Ánodo:



Cátodo:



Las reacciones que se tiene en el electrolizador de óxido de sólido (SOEC) es ( $\Delta H=288\text{kJ/mol}$ ):

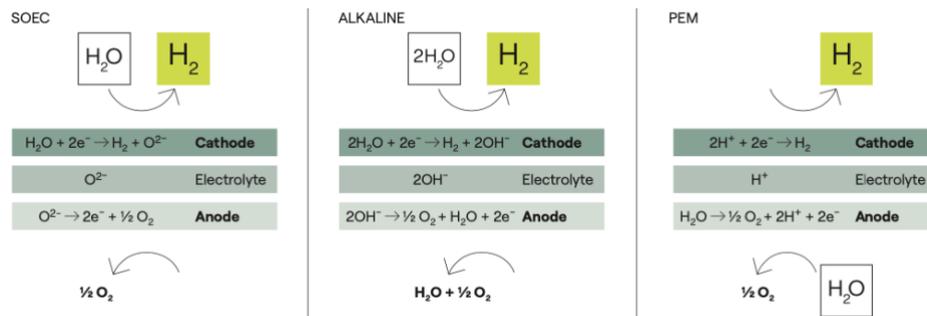
Ánodo:



Cátodo:



Estas reacciones también pueden verse representadas en la Figura 47.



**Figura 47. Representación de las reacciones de los electrolizadores según la tipología, fuente: TOPSOE.**

La energía total requerida para llevar a cabo la electrólisis equivale a la variación de entalpía,  $\Delta h$ . Esta, a su vez, se desglosa en la energía libre de Gibbs,  $\Delta g$ , y las irreversibilidades asociadas al proceso,  $T\Delta s$ :

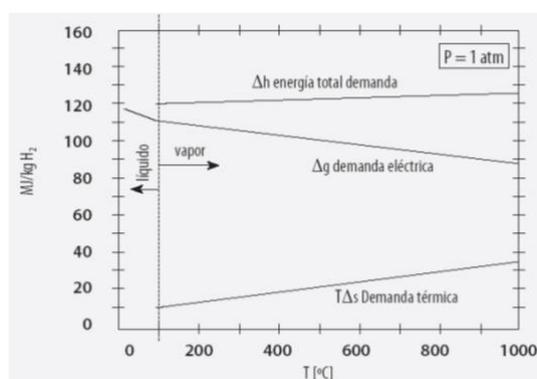
$$\Delta h = \Delta g + T\Delta s \quad (8)$$

La energía libre de Gibbs representa el máximo trabajo útil necesario en un proceso electroquímico bajo presión y temperatura constantes. En el caso específico de la electrólisis del agua, esta energía se traduce en el aporte de energía eléctrica. Por otro lado,  $T\Delta s$  refleja el aporte de energía térmica.

**Tabla 9. Balances termodinámicos para la reacción (8) a diferentes temperaturas y 1 atm, fuente: “Producción hidrógeno del agua” UPV.**

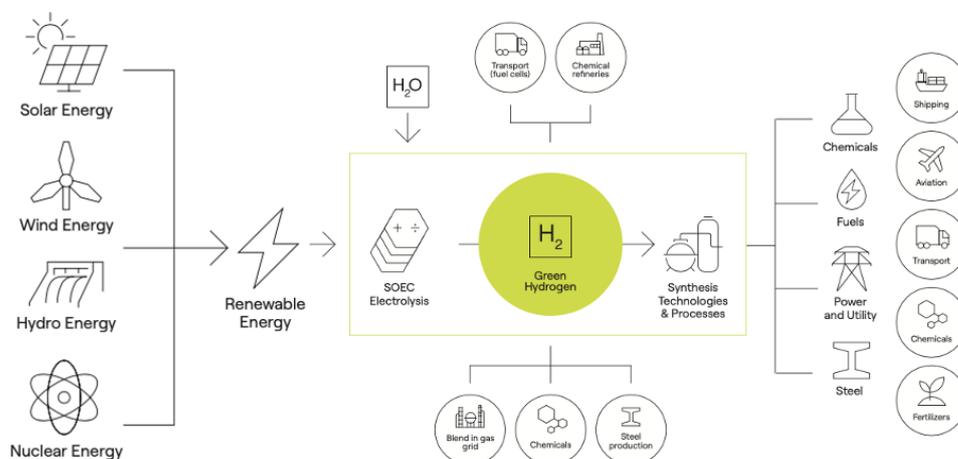
	$\Delta h$ [kJ/mol]	$T\Delta s$ [kJ/mol]	$\Delta g$ [kJ/mol]
25 °C	285,9	48,7	237,2
1000 °C	289,73	112,17	177,66

En la Figura 48 se muestra gráficamente de esta variación. Se ve que la demanda eléctrica se va reduciendo a medida que la temperatura a la que se verifica la electrólisis aumenta, siendo la reducción mucho más significativa cuando el proceso ocurre con vapor de agua que con agua líquida. También se aprecia en esa figura que dicha demanda eléctrica se reduce principalmente porque aumenta la demanda térmica ( $T\Delta s$ ), que a 1.000 °C representa un 29,8% de la energía contenida en el hidrógeno producido.



**Figura 48. Demandas energéticas del proceso electrolítico a presión ambiente en función de la temperatura, fuente: “Producción hidrógeno del agua” UPV.**

El camino hacia cero neto para 2050 no se basa en una sola idea o tecnología. Al igual que la mayoría de los problemas complejos que deben resolverse a escala global, la transición energética solo se puede habilitar a través de un ecosistema de soluciones complementarias que prioricen los sistemas energéticos equitativos, sostenibles y escalables. A continuación, se muestra en la Figura 49, el esquema conceptual que juega el hidrogeno verde.



**Figura 49. El hidrógeno verde como vector energético y sus aplicaciones, fuente: TOPSOE.**

## 2.12 Proceso de generación del E Metanol

También conocido como metanol, alcohol de madera, nafta de madera o alcohol de madera, el alcohol metílico tiene la fórmula química  $\text{CH}_3\text{OH}$  (a menudo abreviado  $\text{MeOH}$ ). Es el más simple de los alcoholes, y es un líquido incoloro e inflamable a temperaturas ambiente. Es ampliamente utilizado en la industria química y el metanol de grado industrial se proporciona comúnmente un 99,85% puro sobre una base de peso de acuerdo con el estándar de metanol de la Asociación Internacional de Consumidores y Productores de Metanol (IMPCA). El metanol se puede producir a partir de muchas materias primas diferentes, como el gas natural fósil, el carbón, la madera de granja, los residuos de madera e incluso el dióxido de carbono. La composición química sigue siendo la misma independientemente de la fuente.



**Figura 50. Molécula de metanol a la izquierda y etanol a la derecha. El átomo de oxígeno se muestra en morado.**

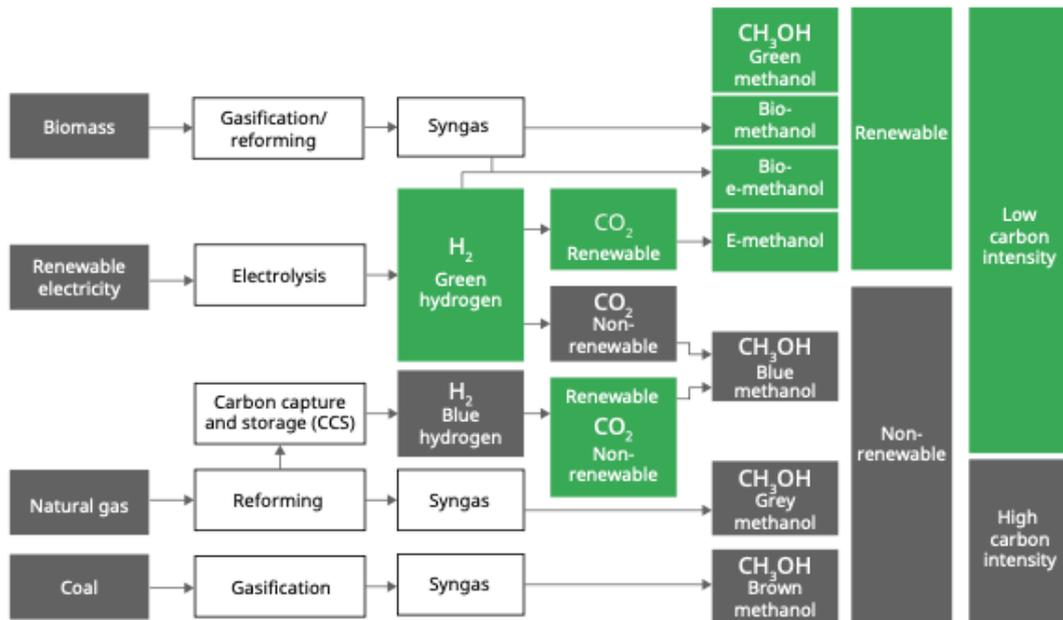
Hay varias formas de producir metanol, y los productos finales a menudo se denominan metanol negro, gris, verde o azul. El metanol, independientemente de la vía de producción, es un líquido claro y un producto químico orgánico soluble en agua que es fácilmente biodegradable.

- Metanol negro (o marrón) se basa en el carbón y se concentra en gran medida en China.
- Metanol marrón y gris se considera de alta intensidad de carbono, cuando se produce a partir de carbón o gas natural sin captura de carbono (CC) ni uso de energía renovable.
- Metanol gris se produce predominantemente a partir de gas natural mediante la reforma del gas con vapor, convirtiendo y destilando la mezcla de gas sintetizado resultante para obtener metanol puro.
- Metanol azul se produce a partir de flujos de residuos o subproductos de otros procesos de fabricación, y el metanol producido se considera renovable.
- Metanol verde se puede producir de diferentes maneras, todas las cuales son neutras en  $\text{CO}_2$ :
  - Metanol producido a partir de biomasa o de la parte biodegradable de los residuos de producción, por ejemplo, la madera.
  - Metanol producido a partir de fuentes de energía renovables como paneles solares o energía eólica, la electricidad se almacena en los enlaces químicos del metanol y luego se convierte en energía. Este método se denomina síntesis de metanol verde.

El diagrama de la Figura 51 muestra los diversos métodos de producción de metanol. Tradicionalmente, el metanol se ha producido a partir de combustibles fósiles, y esto sigue representando alrededor del 98% de todo el metanol consumido en todo el mundo. Esta forma de metanol se quema más limpio que la gasolina o el diésel con respecto a contaminantes de

Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

criterio como NOx, SOx y partículas, pero aun así da como resultado que alrededor de 0,3 gigatoneladas de CO<sub>2</sub> al año se liberen a la atmósfera.



**Figura 51. Esquema conceptual de la producción del metanol de baja y alta concentración en CO<sub>2</sub>, fuente: PLUG.**

Se considera que el metanol azul y verde tienen una menor intensidad de contenido de carbono que cuando se produce a partir de combustibles fósiles combinados con el uso de energía renovable, la captura de carbono o una combinación de estos.

Dado que el metanol se puede clasificar como renovable o no renovable, se ha definido lo que califica como metanol renovable: todas las materias primas utilizadas para producir el metanol deben ser de origen renovable (biomasa, solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica, etc.)

Muchos buques pueden funcionar, si aumenta el interés, con metanol verde, con metanol convencional ya disponible en más de 115 de los principales puertos del mundo. Todavía no se ha establecido completamente un precio de mercado indexado para el metanol como combustible marino. Sin embargo, Methanex (el mayor productor y distribuidor mundial de metanol) sugiere que el precio se ha relacionado estrechamente con el de MGO en los últimos 5 años sobre una base de equivalente en energía. Esto está sujeto a la cantidad, el lugar donde se vende el metanol y la proximidad a cualquiera de los principales centros de almacenamiento de metanol a nivel mundial en la Figura 52.



**Figura 52. Regiones dónde se producen los diversos metanoles y sus capacidades productoras, fuente: Methanex.**

## 2.12.1 Tipos de sintetizar metanol

### 2.12.1.1 *Metanol tradicional*

En las plantas de metanol tradicionales, implica varios pasos a continuación se describe el proceso tradicional de generación de metanol:

- Pre-Reformado

En esta etapa, el gas natural (principalmente metano) se mezcla con vapor y se pasa a través de un prereformador. En el prereformador, una parte del metano se convierte en monóxido de carbono e hidrógeno mediante una reacción catalítica. Con la integración del hidrógeno verde, este puede ser alimentado al prereformador para mantener las composiciones adecuadas de las mezclas de gas.

- Gasificación del Carbón

El carbón se gasifica en un gasificador. Se alimenta una mezcla de hidrógeno (generalmente proveniente de fuentes fósiles), oxígeno y vapor al gasificador. El carbón reacciona con estos gases para producir gas de síntesis, que es una mezcla de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H<sub>2</sub>). La inclusión de hidrógeno verde y oxígeno verde puede contribuir a descarbonizar parcialmente este proceso, reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub>.

- Reformado con Vapor

En el reformador de vapor, el gas natural y el vapor se calientan a altas temperaturas en presencia de un catalizador de níquel dentro de tubos de reactor. Esta reacción convierte el metano y el vapor en gas de síntesis a una mezcla de CO y H<sub>2</sub>:



Este proceso requiere una cantidad significativa de calor, tradicionalmente suministrado mediante la combustión de gas natural.

- Síntesis de Metanol

El gas de síntesis producido en los pasos anteriores se somete a una reacción de síntesis de metanol en presencia de un catalizador (generalmente cobre, zinc y aluminio). En este proceso, el monóxido de carbono y el hidrógeno reaccionan para formar metanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ):



- Purificación

El metanol producido se purifica mediante destilación para eliminar impurezas y obtener metanol de alta pureza.

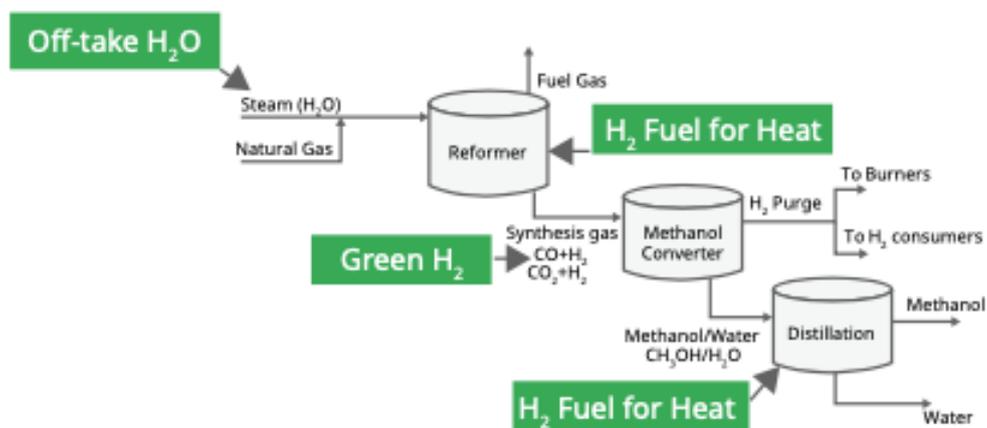


Figura 53. Proceso de obtención del metanol tradicional, fuente: PLUG.

### 2.12.1.2 Bio y E-metanol híbrido

La producción de biometanol se lleva a cabo de manera similar a su producción a partir de fuentes fósiles; sin embargo, la diferencia es que la materia prima proviene de residuos de biomasa. Las emisiones de carbono son mucho más bajas que con los métodos de producción tradicionales, pero no tan bajas como con el etanol electrónico. Además, la oferta de biomasa sostenible es limitada, lo que dificulta la producción de suficiente biometanol para satisfacer la creciente demanda.

Una posibilidad es reaccionar el exceso estequiométrico de dióxido de carbono de la producción de biometanol con hidrógeno verde suplementario para impulsar la conversión del proceso a metanol. Esto se puede conseguir combinando el esquema de biometanol y parte del esquema de e-metanol en un proceso híbrido en el que casi el 100% del carbono en la biomasa termina como carbono en el producto de metanol, maximizando la conversión de todas las materias primas, reduciendo el costo y logrando la máxima descarbonización.

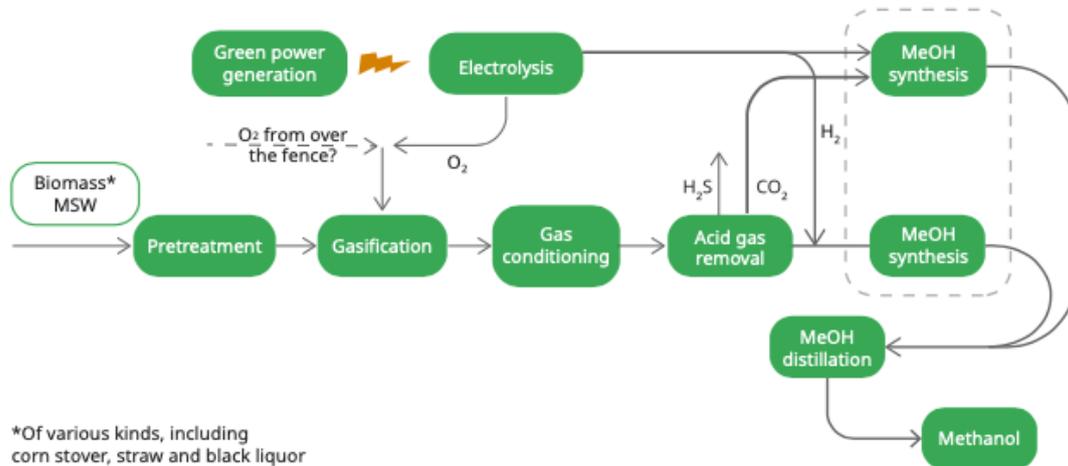


Figura 54. Proceso de obtención del bio-metanol y e-metanol híbrido, fuente: PLUG.

### 2.12.1.3 E-metanol

El e-metanol, un producto líquido que se obtiene fácilmente del CO<sub>2</sub> y el hidrógeno verde a través de un proceso catalítico de un solo paso. El e-metanol se considera un electrocombustible (combustible eléctrico y electroquímico). Sin embargo, la producción de etanol electrónico requiere CO<sub>2</sub> procedente de la bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS) o captura directa de aire (DAC), lo cual puede ser formas costosas de producir CO<sub>2</sub> hoy en día.

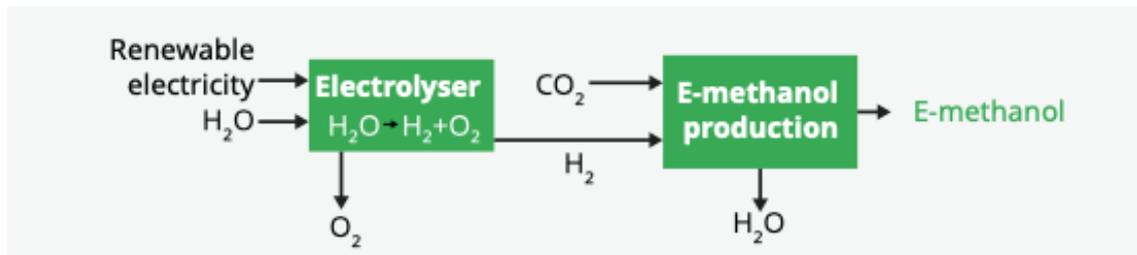
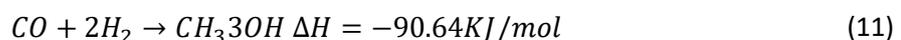


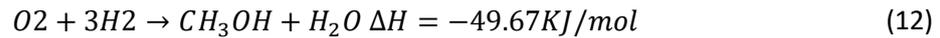
Figura 55. Proceso de obtención del e-metanol, fuente: PLUG.

Hay, muchos desarrolladores de proyectos de metanol electrónico están buscando colocar o lograr su suministro crítico de CO<sub>2</sub> renovable a partir de CO<sub>2</sub> de subproducto industrial de bajo costo. Esto podría ser de instalaciones con flujos de subproductos de CO<sub>2</sub> de alta concentración, como el amoníaco, el etanol o las plantas de procesamiento de metales. La eficiencia de la síntesis de metanol a partir de hidrógeno y CO<sub>2</sub> varía, según las últimas investigaciones para el método de baja presión tiene una selectividad para el metanol de más del 99,8% y una eficiencia energética de más del 75%.

### 2.12.2 Reacciones y proceso

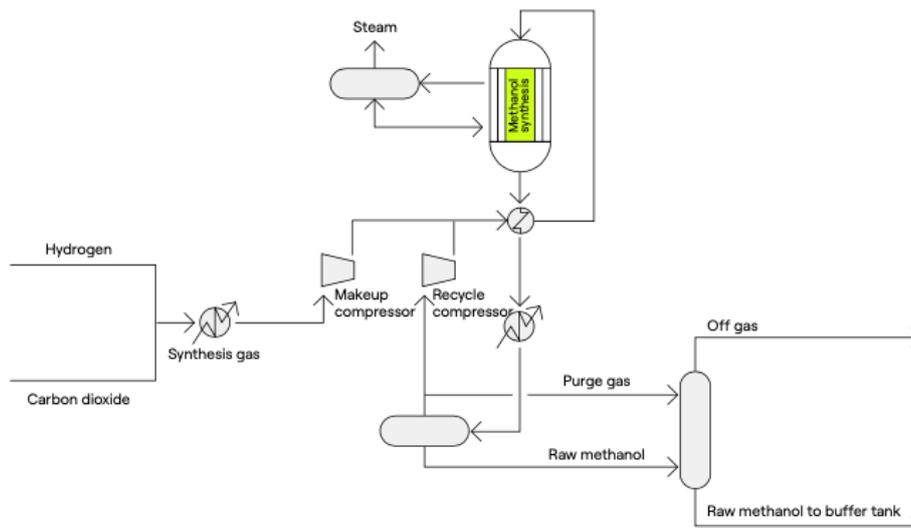
Los procesos involucrados en la síntesis de metanol se muestran junto con sus calores de reacción en las ecuaciones a continuación:





En la Figura 56 se muestra la síntesis de e-metanol basada en la tecnología de bucle de metanol de Topsoe. El hidrógeno renovable y el dióxido de carbono entran en el bucle a través de la forma de gas de síntesis, que se presuriza a través de un compresor de maquillaje para alcanzar la presión del bucle. Luego pasa a través de un intercambiador de calor de alimentación/efluente para alcanzar la temperatura de síntesis, todo antes de entrar en el reactor de síntesis de metanol.

Dentro del reactor de síntesis de metanol, los catalizadores de e-metanol MK- 417 SUSTAIN™ de TOPSOE, compuestos de cobre, óxido de zinc y óxido de aluminio, permiten reacciones a baja temperatura. También suprime activamente las reacciones de subproductos para favorecer la formación de metanol. El hidrógeno, el dióxido de carbono y el monóxido de carbono (que se derivan de la reacción inversa de cambio de agua y gas en el reactor) se combinan para crear metanol. El calor resultante de esta reacción exotérmica sale como generación de vapor para garantizar que el reactor mantenga una temperatura óptima. Esto permite una alta conversión y un equilibrio de reacción favorable.



**Figura 56. Esquema del proceso de síntesis de metanol TOPSOE TIER 1, fuente: TOPSOE.**

Una mezcla de gas de síntesis y metanol sale del reactor, fluyendo a través del intercambiador de efluentes de alimentación y una serie de otros intercambiadores de calor para enfriar la corriente de gas por debajo de su punto de rocío. Finalmente, el metanol crudo condensado se acumula en un tambor de eliminación y luego se bombea al almacenamiento diurno antes de entrar en la sección de destilación. El gas no convertido regresa al compresor de reciclaje, donde se mezcla con gas de maquillaje fresco y se alimenta al reactor de nuevo. Esto reinicia el viaje del bucle desde el principio.



### 3 DIMENSIONADO DE LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN DE E-METANOL

#### 3.1 Situación geográfica

El estudio técnico económico está situado en el Puerto de Celeiro, en el municipio de Viveiro, provincia de Lugo, se ha de tener en cuenta para este estudio las siguientes necesidades para la instalación de e-metanol.

Punto de vista del electrolizador de hidrógeno:

- Se realizará un estudio preliminar para determinar la viabilidad para satisfacer la demanda de energía eléctrica mediante módulos FV.
- En caso de que la instalación FV no sea capaz de satisfacer las demandas energéticas por la planta generadora de hidrogeno, se complementará con energía de red eléctrica verde con una potencia continua de 23MW e instalada de 30MW.
- El punto se suministró de agua que sea capaz de suplir la demanda de la planta generadora de hidrógeno con un consumo continuo de 5,6m<sup>3</sup>/h.
- Se deberá disponer de la superficie necesaria para la instalación de la planta generadora de hidrógeno de 720 m<sup>2</sup>.

Punto de vista de la planta sintetizadora de metanol

- El punto se suministró de CO<sub>2</sub> que sea capaz de suplir la demanda de la planta sintetizadora de metanol de con un consumo continuo de 2162Nm<sup>3</sup>/h.
- Se deberá disponer de la superficie necesaria para la instalación de la planta sintetizadora de metanol.

Punto de vista del almacenamiento Metanol

- Suficiente espacio bajo tierra para almacenar 800.000L dado que los depósitos actuales de MGO son de 400.000L y la relación MGO a metanol es del doble.

Resumen de los datos de la nave empleada:

- Municipio: Viveiro.
- Provincia: Lugo.

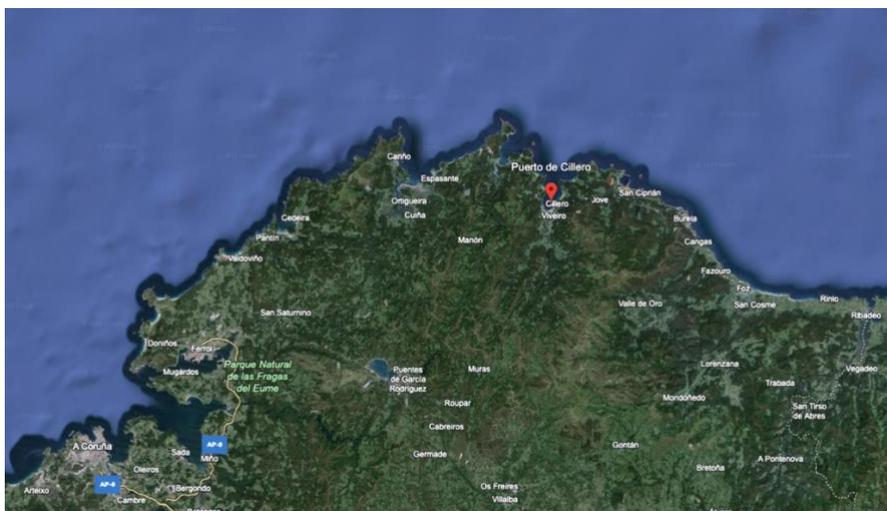


Figura 57. Ubicación Puerto de Celeiro, Viveiro, Lugo, fuente: Google Earth.

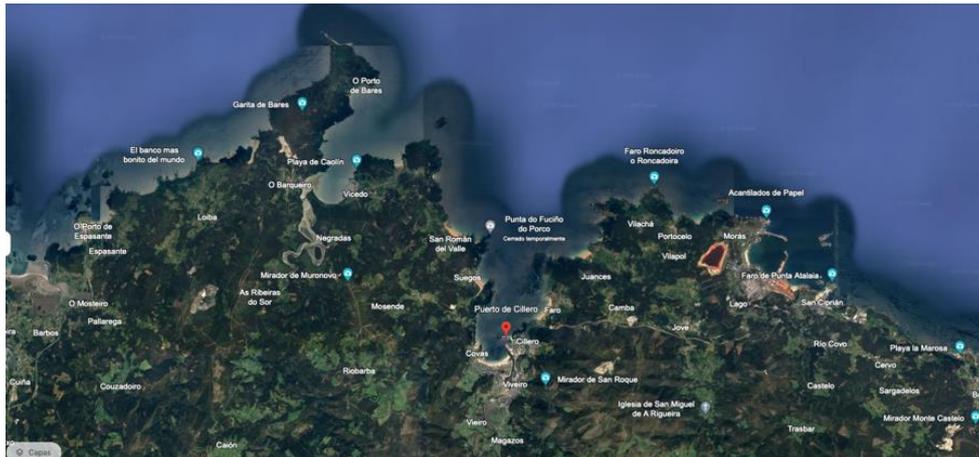


Figura 58. Ubicación Puerto de Celeiro, Viveiro, fuente: Google Earth.

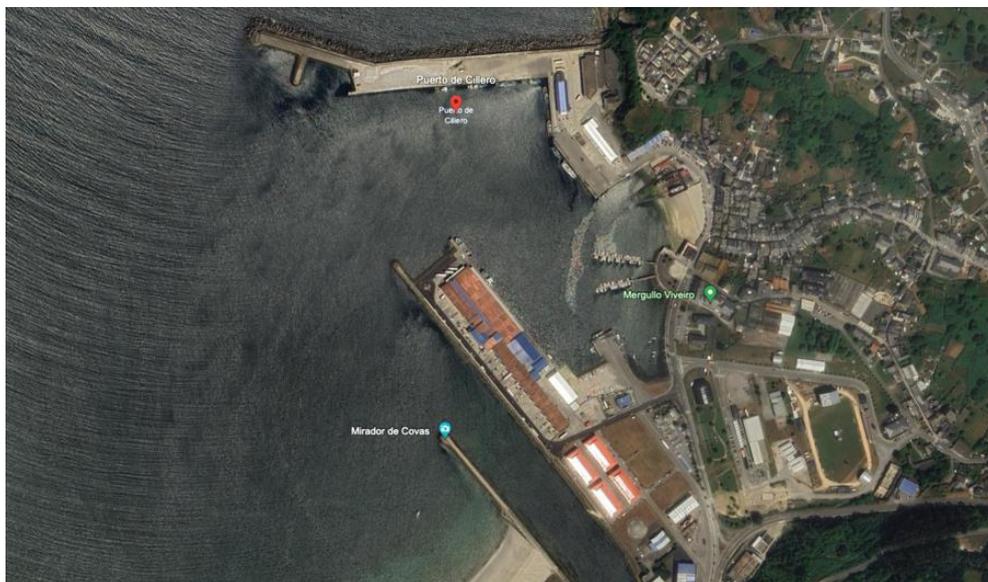


Figura 59. Lonja de Puerto de Celeiro, fuente: Google Earth.

### 3.2 Demandas energéticas

La producción de hidrógeno se llevará a cabo mediante un proceso denominado electrólisis, en el cual se utilizan agua y energía eléctrica para obtener hidrógeno de alta pureza. Para que este hidrógeno se considere "verde", es imprescindible que la energía eléctrica empleada en su producción provenga de una fuente renovable y libre de contaminación. Para ello, se realiza el estudio preliminar de la construcción de una planta solar fotovoltaica que pueda satisfacer la demanda de energía eléctrica.

Dado que la energía solar depende de las condiciones meteorológicas, se considera necesario contar con un suministro constante de energía verde, lo que se logrará a través de un contrato de compra de energía verde.

### 3.3 Metodología

Para iniciar el estudio, se recopila información sobre las características del consumo energético, lo que permite calcular su demanda mensual. Con esta base, se realiza un primer análisis

## Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

técnico-económico para dimensionar los equipos necesarios en la estación generadora de e-metanol estimar el coste de producir, almacenar y dispensar el metanol.

Además, se lleva a cabo un análisis técnico-económico y verificar la capacidad de la instalación para satisfacer la demanda prevista, evaluando la rentabilidad mediante el cálculo del costo de producción por litro de metanol verde. También se estudian diversas configuraciones de la planta para optimizar los costos de producción.

El estudio concluye con una comparación de los costos económicos entre usar metanol verde y MGO para propulsar un barco pesquero, proporcionando un marco comparativo para evaluar la viabilidad económica del uso de metanol como alternativa más sostenible.

### 3.3.1 Condiciones de contorno

- Número de barcos pesqueros: 30
- Consumo promedio por barco: 100.000L MGO
- Consumo aproximado del puerto: 1.000.000 L de MGO
- Duración promedio por marea: 10 días
- Depósitos de almacenamiento: 400.000L MGO
- Número de surtidores: 4
- Caudal del surtidor: 220 L/min
- Horas surtidor: 8 horas/día (6:00-13:00)

### 3.3.2 Casos de estudio

- Caso 1: Dimensionado de la estación generadora de e-metanol para la flota actual.
- Caso 2: Número máximo de barcos que es capaz de abastecer dicha instalación.
- Caso 3: Estudios de escalabilidad con los costes del e-metanol desde un pesquero hasta e número máximo que es capaz de abastecer dicha instalación dimensionada en el Caso 1.

## 3.4 Consumo de gasoil actual

A partir de la información recopilada mediante REPSOL, en este estudio se ha realizado para una demanda constante de 1.000.000L de MGO por falta de más información detallada para una flota de 30 pesqueros.

**Tabla 10. Demanda mensual de MGO fuente: elaboración propia.**

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
	31 días	28 días	31 días	30 días	31 días	30 días	31 días	31 días	30 días	31 días	30 días	31 días	365 días
Litros	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	12.000.000

### 3.4.1 Equivalencia a e-metanol

Como se va a cambiar de combustible, la energía almacenada ha de ser la misma ya sea MGO o metanol. Para realizar este cálculo se han empleado las siguientes expresiones:

$$MGO: 32MJ/L \quad (14)$$

$$Metanol: 16MJ/L$$

$$Energía_{MGO} = \text{Densidad energética volumétrica} * \text{volumen} \quad (15)$$

$$Energía_{MGO} = 32 * 1.000.000 = 32.000.000 \text{ MJ}$$

Considerando que energía almacenada ha de ser la misma ya sea MGO o metanol

$$Energía_{MGO} = Energía_{Metanol} = 32.000.000 \text{ MJ} \quad (16)$$

**Tabla 11. Demanda equivalente de MGO a e-metanol, fuente: elaboración propia.**

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
MJ de MGO / Mes	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	384.000.000
MJ de Metanol / Mes	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	32.000.000	384.000.000

### 3.4.2 Equivalencia a Hidrógeno

Una vez conocemos rendimiento de la planta sintetizadora de metanol se calcula la demanda energética de hidrógeno. El rendimiento de planta la sintetizadora de metanol según los últimos informes es de 75% empleando el método de baja presión.

$$Energía_{H_2} = \frac{Energía_{Metanol}}{\eta_{eficiencia}} = \frac{32.000.000}{0,75} = 42.666.667 \text{ MJ} \quad (17)$$

**Tabla 12. Energía necesaria en MJ de hidrógeno, fuente: elaboración propia.**

Eficiencia Síntesis Metanol	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%
MJ de Hidrogeno / Mes	42.666.667	42.666.667	42.666.667	42.666.667	42.666.667	42.666.667	42.666.667	42.666.667	42.666.667	42.666.667	42.666.667	42.666.667	512.000.000

### 3.4.3 Energía eléctrica necesaria

En este caso el rendimiento del electrolizador seleccionado es del 77%. Este rendimiento tendrá una absorción de energía eléctrica de:

$$Energía_{Electrica} = \frac{Energía_{H_2}}{\eta_{eficiencia}} = \frac{42.666.667}{0,77} = 55.411.255 \text{ MJ} \quad (18)$$

$$Energía_{Electrica} = \frac{Energía_{MJ}}{3600} = \frac{55.411.255}{3600} = 15.392 \text{ MWh} \quad (19)$$

**Tabla 13. Energía eléctrica necesaria en MWh, fuente: elaboración propia.**

Eficiencia Electrolizador	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%
MJ de electricidad / Mes	55.411.255	55.411.255	55.411.255	55.411.255	55.411.255	55.411.255	55.411.255	55.411.255	55.411.255	55.411.255	55.411.255	55.411.255	664.935.065
MWh eléctrico /Mes	15.392	15.392	15.392	15.392	15.392	15.392	15.392	15.392	15.392	15.392	15.392	15.392	184.704

### 3.5 Dimensionado preliminar de la instalación FV

En este caso específico, el cálculo del número de módulos fotovoltaicos a instalar puede realizarse de dos maneras, debido a que estamos limitados por la superficie de la cubierta. Las dos formas de efectuar el cálculo son las siguientes:

- La primera consiste en determinar el número de módulos necesarios para satisfacer la demanda energética, considerando el ángulo óptimo de generación. A partir del número de módulos obtenidos, se calcula la superficie que ocuparán.
- La segunda forma implica calcular primero la superficie disponible y, posteriormente, determinar el número de módulos necesarios para satisfacer la demanda energética durante el mes más desfavorable, según el Coeficiente CMD (Coeficiente mes más desfavorable).

En caso de que el número de placas esté limitado por la superficie de la cubierta de la nave, se consumirá energía directamente de la red.

#### 3.5.1 Número de módulos FV

##### 3.5.1.1 Climatología

La climatología es un aspecto para tener en cuenta a la hora de la elección de los módulos solares, ya que las temperaturas máximas y mínimas medias a lo largo del año de la ubicación en la cual se encuentre influirán en las tensiones VOC y Vpp del módulo.

**Tabla 14. Datos históricos del tiempo Viveiro, fuente: elaboración propia**

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	9,2	9,8	11,6	12,4	14,7	17,1	19	19,5	18,2	15,2	11,6	9,8
Temperatura min. (°C)	5,9	6,4	7,9	8,6	10,9	13,1	15	15,3	14,2	11,4	8	6,3
Temperatura máx. (°C)	12,6	13,3	15,3	16,3	18,5	21,2	23,1	23,7	22,2	19	15,2	13,3

Temperatura máxima (°C): 23,7 mes de agosto.

Temperatura mínima (°C): 5,9 mes de enero.

Temperatura media (°C): 19,5 mes de agosto.

##### 3.5.1.2 Irradiación

Para determinar el número de placas a instalar es preciso seleccionar en ángulo de inclinación para determinar la irradiación mensual y relacionándola con los Ah/mes proveniente de los consumos obtener el Coef.Cmd.

Se adjuntan unas tablas para poder observar el porqué de esta elección. Todos los datos provienen de la base de datos del PVGIS.

**Tabla 15. Obtención de los datos de irradiación, fuente: PVGIS.**

Optimal inclination angle is: 35 degrees  
Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.3 %

Month	$H_h$	$H_{opt}$	$H(60)$	$I_{opt}$	$T_{24h}$	$N_{DD}$
Jan	1420	2190	2380	60	9.5	234
Feb	2270	3250	3410	55	8.9	208
Mar	3680	4570	4460	43	10.4	160
Apr	4470	4860	4360	29	12.1	133
May	4910	4830	4050	15	13.4	49
Jun	5350	5070	4110	10	15.9	9
Jul	5300	5100	4190	14	17.9	2
Aug	4780	5000	4350	24	18.4	5
Sep	4050	4890	4650	39	17.6	27
Oct	2790	3860	3970	52	15.6	93
Nov	1620	2450	2630	59	12.1	201
Dec	1330	2190	2430	63	10.4	229
<b>Year</b>	<b>3500</b>	<b>4030</b>	<b>3750</b>	<b>35</b>	<b>13.5</b>	<b>1350</b>

Se utilizará la 3ª columna para extraer los datos y para su posterior análisis.

A continuación, calcularemos los kWh/m<sup>2</sup>/mes de la siguiente forma:

$$Irradiación = \frac{Wh}{m^2 día} * N^o_{días} = \frac{Wh}{m^2 mes} \quad (20)$$

**Tabla 16. Irradiancias para las diversas inclinaciones, fuente: elaboración propia.**

		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
		31 días	28 días	31 días	30 días	31 días	30 días	31 días	31 días	30 días	31 días	30 días	31 días
Wh/m <sup>2</sup> /día	Inclinación 15°	1810	2780	4190	4790	5020	5380	5370	5030	4560	3360	2040	1760
	Inclinación 30°	2120	3160	4520	4880	4920	5180	5210	5050	4850	3770	2370	2100
	Inclinación 35°	2190	3250	4570	4860	4830	5070	5100	5000	4890	3870	2450	2190
	Inclinación 45°	2310	3370	4610	4740	4590	4750	4810	4820	4880	3980	2570	2330
	Inclinación 60°	2380	3410	4460	4360	4050	4110	4190	4350	4650	3970	2630	2430
kWh/m <sup>2</sup> /mes	Inclinación 15°	56,11	77,84	129,89	143,7	155,62	161,4	166,47	155,93	136,8	104,16	61,2	54,56
	Inclinación 30°	65,72	88,48	140,12	146,4	152,52	155,4	161,51	156,55	145,5	116,87	71,1	65,1
	Inclinación 35° (óptima)	67,89	91	141,67	145,8	149,73	152,1	158,1	155	146,7	119,97	73,5	67,89
	Inclinación 45°	71,61	94,36	142,91	142,2	142,29	142,5	149,11	149,42	146,4	123,38	77,1	72,23
	Inclinación 60°	73,78	95,48	138,26	130,8	125,55	123,3	129,89	134,85	139,5	123,07	78,9	75,33

En nuestro caso, como el consumo es lineal por lo que la inclinación que se seleccionará será la aquella cuya generación anual sea la máxima. Se seleccionará el mes con el Cmd de julio para maximizar su amortización y complementar la demanda de los meses de invierno con energía de red eléctrica.

El cálculo de los Ah/mes:

$$C_{mes} = \frac{\text{Consumo} \left( \frac{kWh}{mes} \right)}{V_{sistema} (V) * \eta_{inversor}} = \frac{15392015000}{120 * 0,9} * 1000 = 142518661 \text{ Ah/mes} \quad (21)$$

Dado que los módulos son de 24 V y se asociarán 5 en serie para lograr una mayor tensión en el sistema y así disminuir las pérdidas, la tensión del sistema será de 120 V.

$$V_{sistema} (V) = N^{\circ} \text{módulos} * V_{n \text{ placa}} \quad (22)$$

Como se genera CC y necesitamos convertirla a CA, la multiplicaremos por el rendimiento del inversor. Pese a que el rendimiento máximo del inversor es de 0,96 aquí hemos puesto un 0,9 debido a que es muy difícil que el inversor siempre trabaje en la zona del máximo rendimiento, pues este depende de la carga, y esta varía constantemente. Así mismo, en ese rendimiento también irá incluido el del regulador MPPT, que posee un rendimiento del 99%.

Ahora vamos a calcular el coeficiente más desfavorable:

$$C_{MD} = \frac{C_{mes} (Ah/mes)}{\text{Radiación}_{mensual} \left( \frac{kWh}{mes * m^2} \right)} = \frac{142518661}{158,1} = 901446 \frac{Am^2}{kW} \quad (23)$$

Para la elección de la tensión del sistema se ha seleccionado la máxima que es capaz de soportar el regulador maximizador, cuyo valor es de 120 V. Pero previamente se debe calcular la tensión en circuito abierto máxima, ya que el regulador maximizador soporta una tensión Voc 250 V, por lo que se comprobará primeramente que cumple con este requisito.

$$N_{ps} = \frac{V_{OCMPPT}}{V_{OCMódulo} + \frac{(T_{min} - 25^{\circ}) * (b * 0,01) * V_{OCMódulo}}{250}} = \frac{250}{(46,1 + \frac{(5,9 - 25) * (-0,41 * 0,01) * 46,1}{250})} = 5,03 \approx 5 \quad (24)$$

$$V_{OCsistema} = N_{ps} * (V_{OCMódulo} + (T_{min} - 25^{\circ}) * (b * 0,01) * V_{OCMódulo}) = 5 * (46,10 + ((5,6 - 25) * (-0,41 * 0,01) * 46,10)) = 248,6 V \quad (25)$$

Como cumple, el número de paneles en serie es de 5.

$$N_{ps} = \frac{V_{sistema}}{V_{nominal \text{ en paneles}}} = \frac{120}{24} = 5 \quad (26)$$

Para el cálculo de número de líneas en paralelo, se empleará un coeficiente de sobredimensionamiento que engloba las pérdidas que se puedan producir (caídas de tensión, polvo, suciedad, contaminación...). Es difícil decidir cuál es el valor adecuado de este

Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

sobredimensionamiento, puesto que las pérdidas y las condiciones de funcionamiento son diferentes de unas instalaciones a otras. De forma general aplicaremos un 20%.

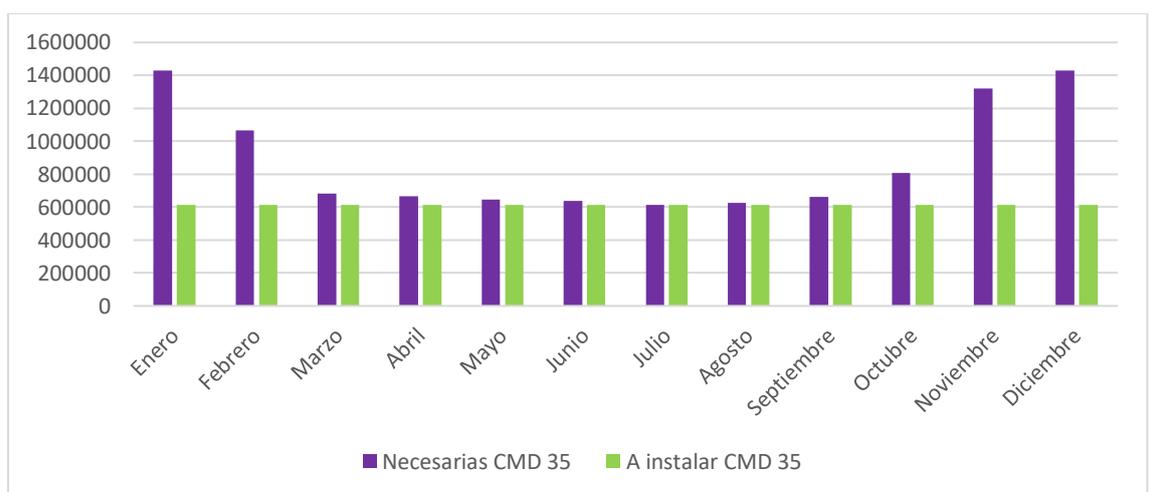
$$N_{lp} = \frac{C_{MD} * C_s}{I_{pp}} = \frac{901446 * 1,2}{8,82} = 122646 \quad (27)$$

Calculando las placas totales:

$$N_{Placas} = N_{ps} * N_{lp} = 5 * 122646 = 613230 \text{ placas} \quad (28)$$

**Tabla 17. Resumen del número de módulos necesarios, fuente: elaboración propia.**

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Nº Días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Consumo kWh	15392015	15392015	15392015	15392015	15392015	15392015	15392015	15392015	15392015	15392015	15392015	15392015
Radiación mensual (kWh/mes/m²)	67,89	91	141,67	145,8	149,73	152,1	158,1	155	146,7	119,97	73,5	67,89
Vn dc placas (V)	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Ah/mes	142518661	142518661	142518661	142518661	142518661	142518661	142518661	142518661	142518661	142518661	142518661	142518661
C <sub>md</sub>	2099259	1566139	1005990	977494	951838	937006	901446	919475	971497	1187952	1939029	2099259
Nº <sub>s</sub>	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Nº <sub>lp</sub>	285614	213081	136870	132993	129502	127484	122646	125099	132177	161627	263814	285614
Nº Módulos/Mes	1428070	1065405	684350	664965	647510	637420	613230	625495	660885	808135	1319070	1428070
Nº Módulos a instalar	613230	613230	613230	613230	613230	613230	613230	613230	613230	613230	613230	613230



**Figura 60. Número de módulos FV a instalar, fuente: elaboración propia.**

### 3.5.1.3 Superficie necesaria

Antes de continuar deberemos comprobar si todos estos módulos caben en la cubierta.

Teniendo en cuenta que para el estudio preliminar las dimensiones de los módulos son:

**Tabla 18. Dimensiones del módulo FV, fuente: elaboración propia.**

Dimensiones	
Largo (mm)	1950
Ancho (mm)	990
Profundo (mm)	40

Y teniendo en cuenta que el número total tras realizar un estudio previo es de 613230 módulos. La superficie que estos ocupan sin tener en cuenta las distancias respectivas entre módulos es la siguiente:

**Tabla 19. Superficie necesaria, fuente: elaboración propia.**

Resumen	
Nº Módulos (ud)	613230
Superficie módulo (m <sup>2</sup> /ud)	1,9
Superficie total (m <sup>2</sup> )	1183841
Superficie total (ha)	118,4

Según se puede observar la superficie es mínima es unos 1.183.841 m<sup>2</sup>, 118 ha y la superficie disponible de es de 14.757 m<sup>2</sup>. Como se puede observar apenas llega a satisfacer la demanda energética; por lo que se descarta la opción de instalar módulos FV.

Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

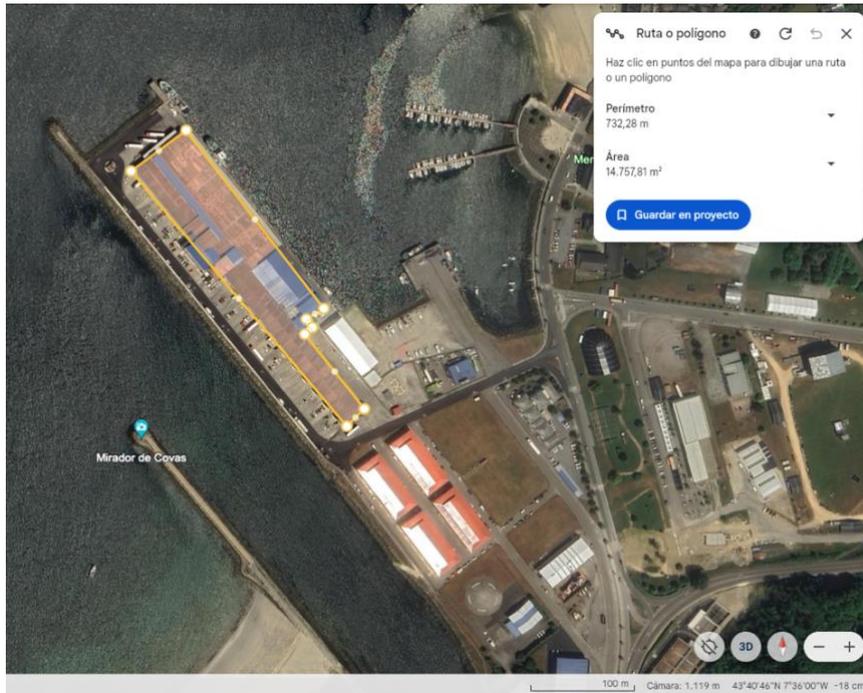


Figura 61. Superficie disponible en la Lonja de Puerto de Celeiro, fuente: Google Earth.

En el caso de que se quisiera cubrir la superficie necesaria con módulos fotovoltaicos esta sería una gran parte de la superficie necesaria.

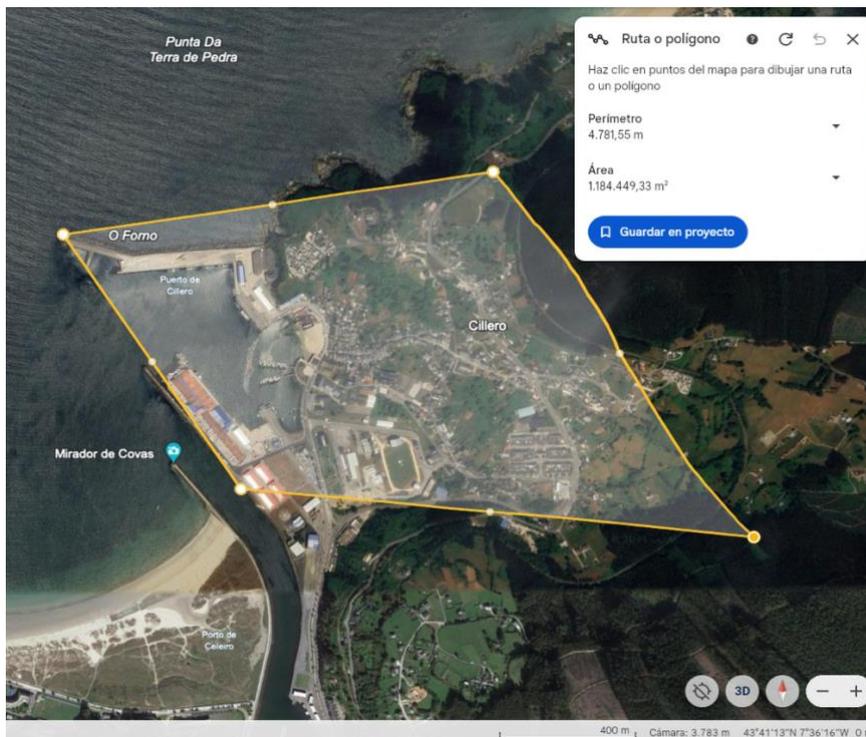


Figura 62. Representación de la superficie necesaria mínima si se instalar módulos FV, fuente: Google Earth.

### 3.6 Caso 1

En este apartado se realizará el dimensionado óptimo de la estación generadora de e-metanol para la flota actual de 30 pesqueros de acuerdo con las condiciones de contorno mencionadas en el punto 3.3.1 Condiciones de Contorno.

#### 3.6.1 Electrolizador y sintetizador de metanol

Para seleccionar el electrolizador que mejor se adapte a nuestras necesidades se realizará una simulación de generación, consumo y almacenamiento con las siguientes condiciones de contorno:

- Número de barcos pesqueros: 30
- Consumo promedio por barco: 22.222L Metanol
- Consumo aproximado del puerto: 2.000.000 L de Metanol
- Duración promedio por marea: 10 días
- Depósitos de almacenamiento: 800.000L Metanol
- Número de bombas de suministro: 4
- Caudal del surtidor: 200 L/min
- Horario surtidor: 8 horas/día (6:00-13:00)

En base a estos datos se ha realizado una simulación durante 30 días en el que se ha estudiado la generación, consumo y almacenamiento del metanol. Mediante este estudio que posteriormente se adjuntará se ha determinado la potencia del electrolizador. Para la selección del electrolizador se ha realizado la Tabla 20 en donde se muestran diversos tipos de electrolizadores, SOEC, Alcalinos y PEM con potencias de generación netas de hidrogeno de entre 750 – 5000 Nm<sup>3</sup>/h.

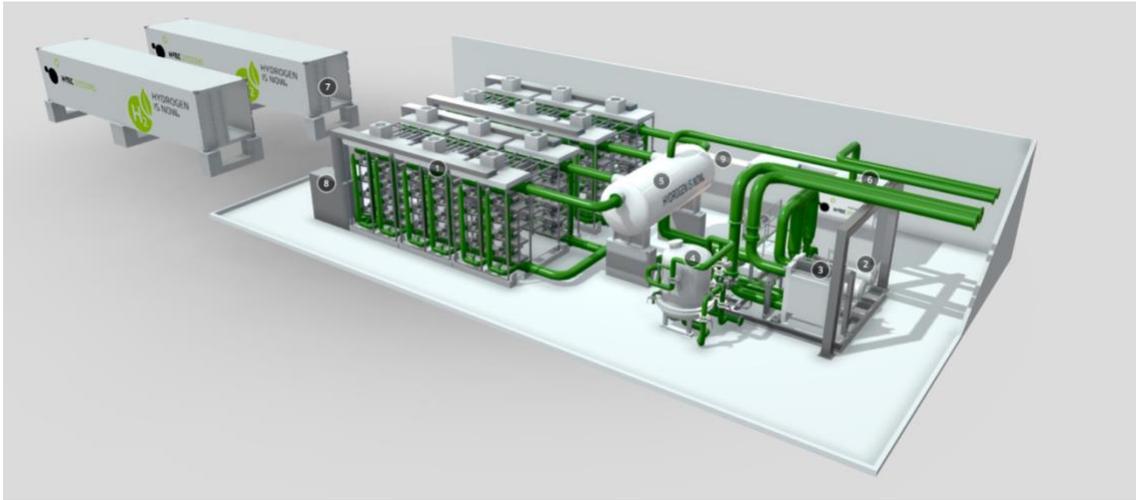
Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

**Tabla 20. Comparativa electrolizadores y tipologías disponibles, fuente: elaboración propia.**

Fabricante	Sunfire	Sunfire	Plug	H-TEC SYSTEMS	ELOGEN	NEL	NEL	MclLyzer
Modelo	HYLINK	HYLINK	EX-4250D	MPH	Modular Open Power System	M5000	A4000	16MW
Tipo	SOEC	ALCALINA	PEM	PEM	PEM	PEM	ALCALINA	ALALINE
Producción de hidrogeno								
Producción neta [Nm <sup>3</sup> /h]	750	2165	1989	2130	4000	4920	2400-3880	3200
Producción neta [kg/h]	-	195	177	191,6	-	-	-	-
Rango operación	5-100	25-100	-	10-100	5-100	10-100	3,75-100	10-100
Tiempo de calentamiento	10 min	-	60 seg	60 seg				
Presión de entrega [bar]	0	30	40	30	30	30	1-200	27-30
Pureza (después de limpieza)	99,99	99,998	99,999	-	99,999	99,9995	99,998	99,998
Entrada de energía y eficiencia eléctrica								
Potencia nominal del sistema (CA) [kW]	2680	10000	10000	10000	20000	-	-	16000
Consumo de energía específico a nivel de pila (CC) [kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ]	3	4,31-4,62	-	-	4,4	4,5	3,8-4,4	4,6
Consumo de energía específico a nivel de pila (CA) [kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ]	3,6	4,43-4,78	-	-	-	-	-	5,5
Consumo [kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ]	-	-		4,6	4,85	-	-	-
Consumo [kWh/kg H <sub>2</sub> ]	-	-	49,9	51	-	-	-	-
Eficiencia eléctrica del sistema	84	-		77				
Consumo de agua desmineralizada / vapor								
Consumo [kg/h]	860			1850				
Consumo [m <sup>3</sup> /h]		1,85			8			
Consumo [L/kg H <sub>2</sub> ]			10,23					
Consumo [L/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ]						0,9	1	1
Temperatura [°C]	150-200							
Presión [bar]	3,5-5,5							
Otros		25%KOH Solución					25%KOH Solución	30%KOH Solución
Área [m <sup>2</sup> ]	300	375	117	240	600		700	
Vida útil		>30 años						20 años

### 3.6.1.1 Electrolizador

Se ha empleado el electrolizador PEM frente a la alcalina por poseer un menor consumo de sistema 4,6 [kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>] así como una mejor eficiencia a un costo CAPEX ligeramente superior, además de eliminarnos la solución 25%-30%KOH en el suministro de agua. El electrolizador seleccionado es el electrolizador H-TEC MPH PEM con una producción neta unitaria de 2130 Nm<sup>3</sup>/h, por lo que para satisfacer la demanda prevista serán necesarios 3 equipos. La producción máxima será de 6390 Nm<sup>3</sup>/h, una eficiencia del sistema del 77%, potencia de total 30 MW y una superficie total de 720m<sup>2</sup>.



**Figura 63. Electrolizador H-TEC MPH PEM de 10MW de 240m<sup>2</sup>, fuente: H-TEC.**

Dado que el horario del surtidor son 8h / día con 4 bombas de 200 L/min, la demanda máxima a cada hora es de 48m<sup>3</sup> de metanol, tardando un total de 14 horas (2 días aproximadamente). en repostar 672m<sup>3</sup> de metanol los 30 pesqueros con el consumo promedio por barco de 22.222L

$$Caudal_{surtidores} = \frac{N_{Bombas} * Q_{Bombas} * 60}{1000} = \frac{4 * 200 * 60}{1000} = 48 \text{ m}^3 \text{ metanol/h} \quad (29)$$

$$tiempo_{abastecimiento} = \frac{N_{pesqueros} * Consumo_{pesquero}}{Caudal_{surtidores}} = \frac{30 * 22,2}{48} = 13,87 \approx 14 \text{ h} \quad (30)$$

$$Consumo_{\frac{flota}{repostaje}} = Caudal_{surtidores} * tiempo_{abastecimiento} \quad (31)$$

$$Consumo_{\frac{flota}{repostaje}} = 48 * 14 = 672 \text{ m}^3 \text{ metanol/repostaje} \quad (32)$$

Como la duración promedio por marea es de 10 días la flota pesquera puede realizar 3 repostajes/pesquero, realizando un total de 90 repostajes con un consumo de 2.016 m<sup>3</sup> de metanol.

$$\text{Consumo}_{\frac{flota}{mes}} = \text{Consumo}_{\frac{flota}{repostaje}} * N^{\circ}_{repostajes} \quad (33)$$

$$\text{Consumo}_{flota/mes} = 672 * 3 = 2016 \text{ m}^3 \text{ metanol}/mes \quad (34)$$

Teniendo en cuenta este consumo de 2.016 m<sup>3</sup> de metanol provoca que los 3 electrolizadores se encuentren al fluctuando entre los puntos de operación inferior 70% y superior 80% del índice de carga medio anual del 73%.

### 3.6.1.2 Sintetizador de metanol

En el caso del sintetizador de metanol; la oferta hoy en día es muy limitada y escasa. Se ha seleccionado como sintetizador de metanol el TOPSOE TIER 1 con una capacidad nominal de metanol de 150 Tn/día, consumos de H<sub>2</sub> 13300 y de CO<sub>2</sub> DE 4500 [Nm<sup>3</sup>/h] a capacidad nominal y una potencia aproximada de 50MW. Este sintetizador es el más pequeño a nivel comercial que se ha encontrado.

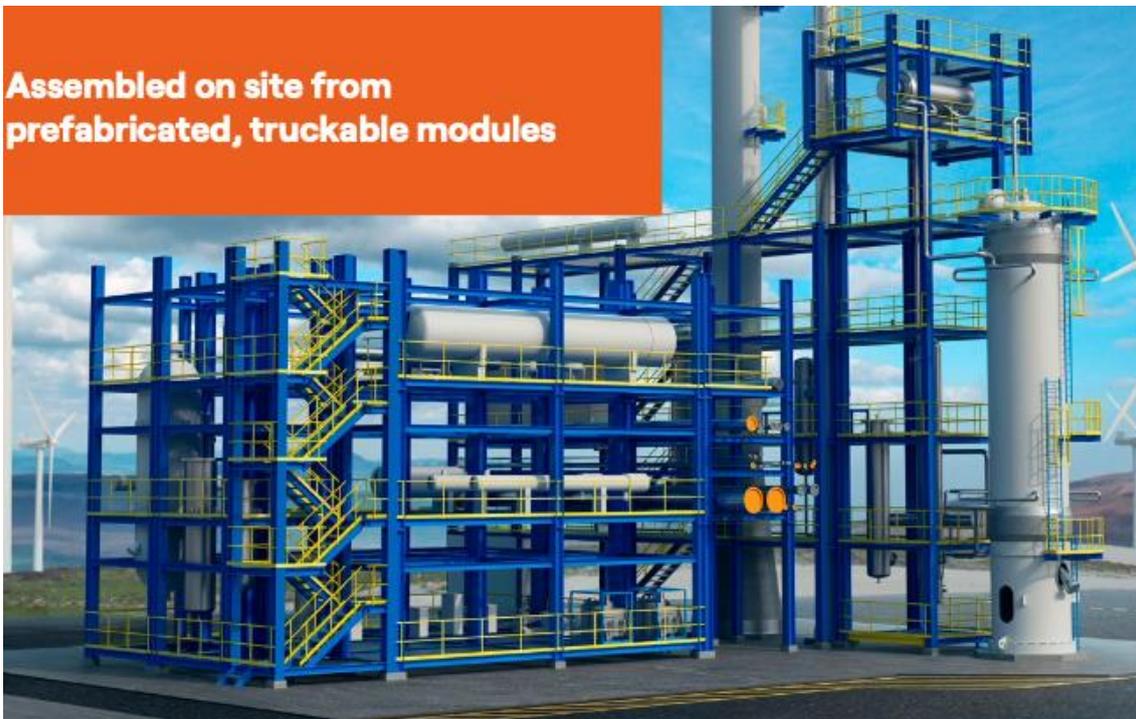


Figura 64. Planta sintetizadora de metanol TOPSOE 150 – 600 MTPD, fuente: TOPSOE.

Teniendo en cuenta que estos cálculos se realizan para el mes de enero:

$$\text{Producción}_{\text{Metanol}} = \frac{\left( \text{Consumo}_{\frac{flota}{mes}} * \rho_{\text{metanol}} \right)}{N^{\circ}_{\text{dias_mes}}} = \frac{(2016 * 0,792)}{31} = 51,5 \text{ Tn}/\text{día} \quad (35)$$

Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

$$Indice\ de\ carga_{sintetizador} = \frac{Producción\ Metanol}{Capacidad\ Metanol} = \frac{51,5}{150} * 100 = 34\% \quad (36)$$

Los consumos correspondientes de hidrógeno y CO<sub>2</sub> con el índice de carga de la planta sintetizadora de metanol son:

$$Consumo_{H_2/h} = Indice\ de\ carga_{sintetizador} * Consumo\ Nominal_{H_2} \quad (37)$$

$$Consumo_{H_2/h} = \frac{34}{100} * 13300 = 4567\ Nm^3/h$$

$$Consumo_{CO_2/h} = Indice\ de\ carga_{sintetizador} * Consumo\ Nominal_{CO_2} \quad (38)$$

$$Consumo_{CO_2/h} = \frac{34}{100} * 4500 = 1545\ Nm^3/h$$

Dado que el fabricante no dice el valor de la potencia de la planta sintetizadora de metanol; se deberá calcular para conocer el costo de la instalación.

$$Potencia = \frac{Capacidad\ Metanol * \left( \frac{LHV_{\rho_{metanol}}}{\rho_{metanol}} \right) * 0,27778}{\eta_{sintetizador} * 24} \quad (39)$$

$$Potencia = \frac{150 * \left( \frac{16}{0,792} \right) * 0,27778}{\frac{75}{24}} = 46,8MW \approx 50MW$$

A continuación, se encuentran los cálculos realizados para el resto del año planta sintetizadora de metanol.

**Tabla 21. Demandas mensuales del sintetizador de metanol TOPSOE TIER 1, fuente: elaboración propia.**

TOPSOE TIER 1	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
Capacidad Nominal Metanol [Tn/día]	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Consumo H <sub>2</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]	13300	13300	13300	13300	13300	13300	13300	13300	13300	13300	13300	13300	13300
Consumo CO <sub>2</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Indica de carga	34%	38%	34%	35%	34%	35%	34%	34%	35%	34%	35%	34%	35%
Consumo H <sub>2</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]	4567	5056	4567	4719	4567	4719	4567	4567	4719	4567	4719	4567	55900
Consumo CO <sub>2</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]	1545	1711	1545	1597	1545	1597	1545	1545	1597	1545	1597	1545	18914
Potencia Demandada [MW]	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8
Potencia Instalada [MW]	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

Se realizarán los cálculos necesarios para el electrolizador:

$$Indice\ de\ carga_{Electrolizador} = \frac{Producción_{H_2}}{Capacidad_{H_2}} = \frac{4567}{6390} * 100 = 71\% \quad (40)$$

Los consumos específicos correspondientes de energía eléctrica y agua son:

$$Consumo_{kWh/Nm^3\ H_2} = \frac{Consumo\ [\frac{kWh}{kg}\ H_2]}{\left( \frac{Capacidad\ Nominal\ H_2\ [\frac{Nm^3}{h}]}{Capacidad\ Nominal\ H_2\ [\frac{kg}{h}]} \right)} = \frac{51}{\frac{6390}{574,8}} \quad (41)$$

$$= 4,59\ kWh/Nm^3\ H_2$$

$$Consumo_{H_2O/h} = Indice\ de\ carga_{Electrolizador} * Consumo\ Nominal_{H_2O} \quad (42)$$

$$Consumo_{H_2O/h} = \frac{\left( \frac{34}{100} * 5550 \right)}{1000} = 4\ Tn/h \quad (43)$$

**Tabla 22. Demandas mensuales de los 3 electrolizadores H-TEC SYSTEMS, fuente: elaboración propia.**

3x H-TEC SYSTEMS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
Capacidad Nominal H <sub>2</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]	6390	6390	6390	6390	6390	6390	6390	6390	6390	6390	6390	6390	6390
Capacidad Nominal H <sub>2</sub> [kg/h]	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8
Consumo H <sub>2</sub> O [kg/h H <sub>2</sub> ]	5550	5550	5550	5550	5550	5550	5550	5550	5550	5550	5550	5550	5550
Consumo [kWh/kg H <sub>2</sub> ]	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Consumo [kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ]	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59
Indica de carga	71%	79%	71%	74%	71%	74%	71%	71%	74%	71%	74%	71%	73%
Consumo [MWh/mes]	15587	15587	15587	15587	15587	15587	15587	15587	15587	15587	15587	15587	187049
Consumo H <sub>2</sub> O [Tn/h]	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	49
Potencia Demandada [MW]	21,0	23,2	21,0	21,6	21,0	21,6	21,0	21,0	21,6	21,0	21,6	21,0	21,4
Potencia Instalada [MW]	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Finalmente se tabula la producción nominal de metanol [Tn/día] y los consumos de metanol [L/mes], CO<sub>2</sub> [Tn/mes], H<sub>2</sub>O [Tn/mes], energía eléctrica [MWh/mes] y potencia media [MW]

$$Producción_{Metanol} = \frac{\left( \frac{Consumo_{flota} * \rho_{metanol}}{mes} \right)}{N^{\circ} dias\_mes} = \frac{(2016 * 0,792)}{31} = 51,5 \text{ Tn/día} \quad (44)$$

$$Consumo_{CO_2} = \frac{Consumo_{CO_2/h} * \rho_{CO_2} * 24 * N^{\circ} dias\_mes}{1000} \quad (45)$$

$$Consumo_{CO_2/mes} = \frac{1545 * 1,977 * 24 * 31}{1000} = 2273 \text{ Tn } CO_2/mes \quad (46)$$

$$Consumo_{H_2O/mes} = Consumo_{H_2O/h} * 24 * N^{\circ} dias\_mes$$

$$Consumo_{H_2O/mes} = 4 * 24 * 31 = 2951 \text{ Tn } H_2O/mes \quad (47)$$

$$Consumo_{MWh/mes} = \frac{Consumo_{\frac{kWh}{Nm^3 H_2}} * Consumo_{H_2/h} * 24}{1000} \quad (48)$$

$$Consumo_{MWh/mes} = \frac{4,59 * 4567 * 24}{1000} = 15587 \text{ MWh/mes} \quad (49)$$

$$Potencia_{media\_MW} = \frac{Consumo_{MWh}}{24 * N^{\circ} dias\_mes} = \frac{15587}{24 * 31} = 20,9 \text{ MW} \quad (50)$$

**Tabla 23. Demandas mensuales generales de la instalación de e-metanol (caso 1), fuente: elaboración propia.**

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
Consumo [L/mes]	2.016.000	2.016.000	2.016.000	2.016.000	2.016.000	2.016.000	2.016.000	2.016.000	2.016.000	2.016.000	2.016.000	2.016.000	24.192.000
Producción Nominal Metanol [Tn/día]	51,5	57,0	51,5	53,2	51,5	53,2	51,5	51,5	53,2	51,5	53,2	51,5	52,5
Consumo CO <sub>2</sub> [Tn/mes]	2.273	2.273	2.273	2.273	2.273	2.273	2.273	2.273	2.273	2.273	2.273	2.273	27.273
Consumo H <sub>2</sub> O [Tn/mes]	2.951	2.951	2.951	2.951	2.951	2.951	2.951	2.951	2.951	2.951	2.951	2.951	35.413
Consumo [MWh/mes]	15.587	15.587	15.587	15.587	15.587	15.587	15.587	15.587	15.587	15.587	15.587	15.587	187.049

### 3.6.2 Depósitos de acumulación de Metanol

Los depósitos de almacenamiento masivo se dimensionan con la capacidad de almacenar 800 m<sup>3</sup> de metanol, dado este volumen sería el equivalente a 400 m<sup>3</sup> actuales de MGO. Los depósitos empleados serian 4 depósitos de 200 m<sup>3</sup> de la empresa Lapesa modelo LFD 200.



**Figura 65. Depósitos de e-metanol Lapesa modelo LFD 200, fuente Lapesa.**

### 3.6.3 Bombas de Metanol

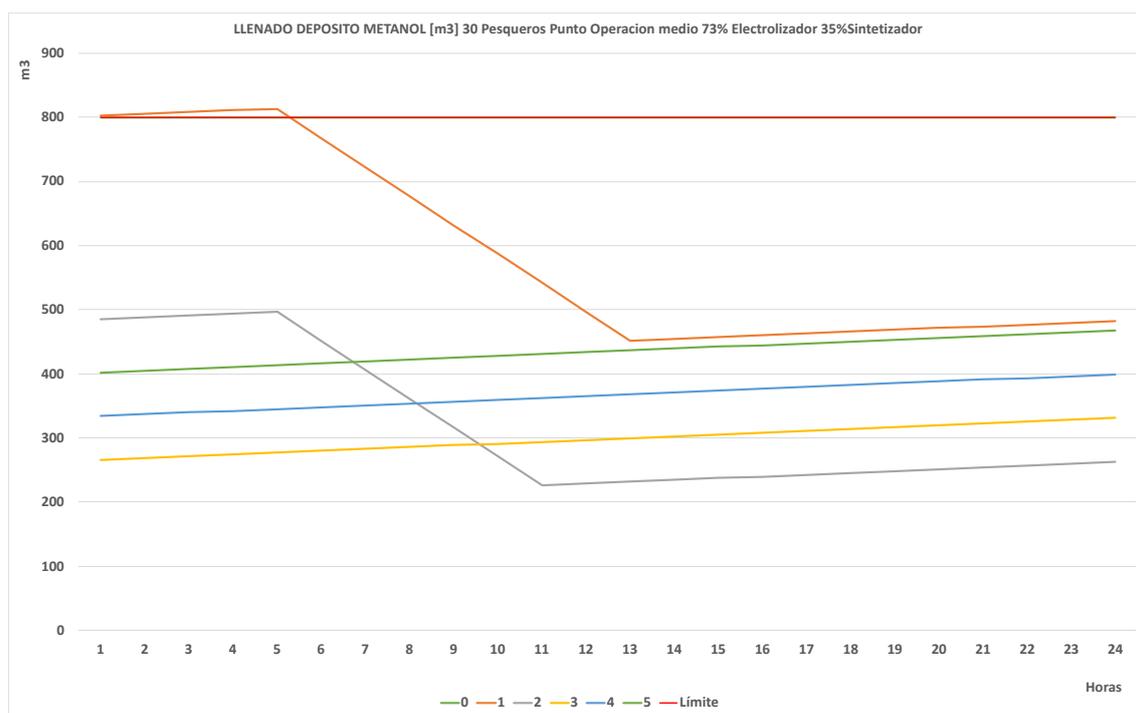
El número de bombas de suministro de metanol será de 4 bombas, una por cada depósito de almacenamiento. Cada una de estas bombas contará con un caudal de 200L/min, 2,4 Bar de presión estática de suministro y con una potencia de 0,75 caballos de vapor.



**Figura 66. Bomba de e-metanol Red Jacket AG STP, fuente: Red Jacket.**

### 3.6.4 Representación de llenado de depósitos

Se ha realizado diversos estudios de generación, repostaje y acumulación de metanol. A partir de los cuales la potencia óptima para una flota de 30 pesqueros es de 30MW de electrolizador y de 50MW de sintetizador de metanol. A continuación, se muestran las gráficas que representan la evolución de generación acumulada a medida que se van realizando los repostajes en el horario de 6:00-13:00.

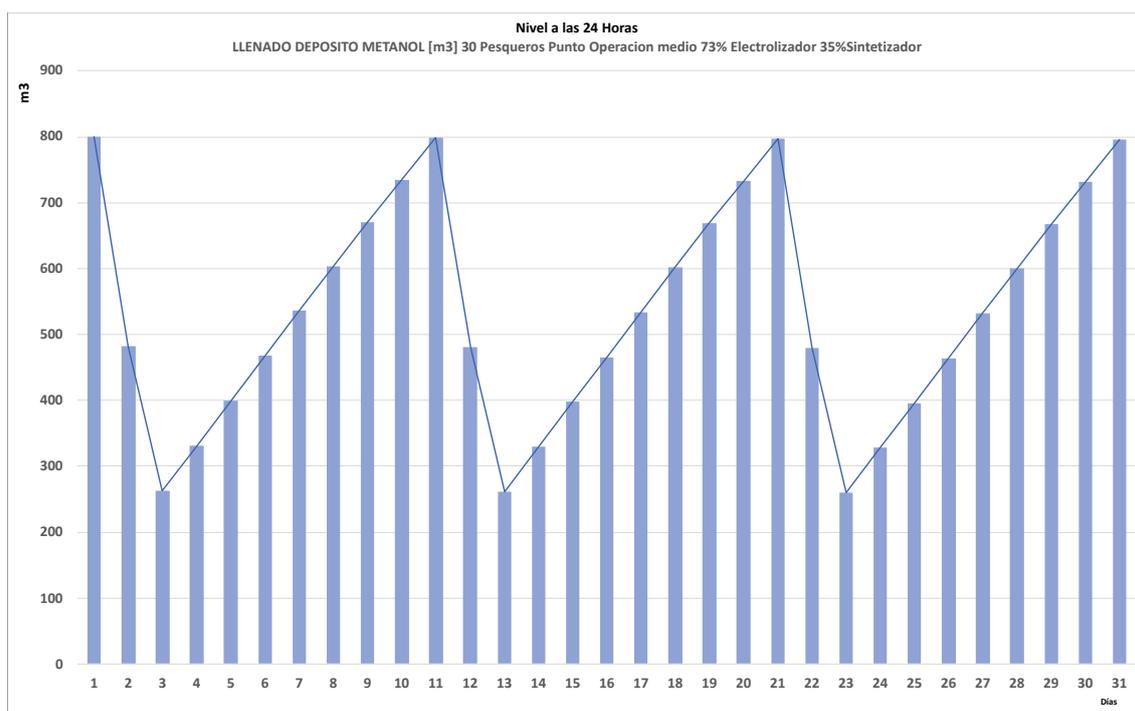


**Figura 67. Evolución del nivel acumulado horario de los depósitos de e-metanol (caso1), fuente: elaboración propia.**

En esta representación hay un día llamado “Día 0”, en el cual los depósitos se encuentran al 100% de su capacidad nominal con 800 m<sup>3</sup> de e-metanol.

En el primer día en el horario de 6:00-13:00 comienzan las 4 bombas a repostar de forma simultánea y se observa como el volumen acumulado de metanol en los depósitos desciende desde los 800 m<sup>3</sup> (6:00) hasta los 450 m<sup>3</sup> (13:00) y el volumen final del día a las 24:00 es de 480 m<sup>3</sup>. En el segundo día en el horario se repite el mismo proceso, el volumen acumulado de metanol en los depósitos desciende desde los 452 m<sup>3</sup> (6:00) hasta los 230 m<sup>3</sup> (13:00) y el volumen final del día a las 24:00 es de 260 m<sup>3</sup>.

Como se puede observar los 30 pesqueros logran repostar en 2 días por lo que durante los 8 días el electrolizador y el sintetizador de metanol trabajan hasta llenar de nuevo los depósitos de acumulación de metanol. Los rangos de operación en los que trabaja el electrolizador oscilan entre el 70%-75% siendo el punto de operación medio del 73% y el punto de operación medio del 35% para el sintetizador de metanol.



**Figura 68. Evolución del nivel acumulado diario de los depósitos de e-metanol (caso 1), fuente: elaboración propia.**

En esta gráfica se puede observar la cantidad de metanol restante al final de cada día a las 24:00. Observando que durante los 2 días de repostaje el volumen acumulado en los depósitos disminuye desde los 800 m<sup>3</sup> hasta los 260 m<sup>3</sup> siendo el volumen repostado de 672 m<sup>3</sup>.

### 3.6.5 Síntesis

La instalación para generadora de e-metanol queda dimensionada para abastecer a 30 buques pesqueros con las siguientes características: 3 electrolizadores H-TEC MPH PEM 30 MW, 1 sintetizador de metanol TOPSOE TIER 1, 4 depósitos de 200 m<sup>3</sup> y 4 bombas.

Se necesitará energía de red eléctrica verde con una potencia continua de 23 MW. Un suministro de agua continuo de 4,2 m<sup>3</sup>/h y de CO<sub>2</sub> de 1622 Nm<sup>3</sup>/h. Se deberá disponer de la superficie mínima para la instalación de la planta generadora de e-metanol de 720 m<sup>2</sup>.

Finalmente se observa en la Figura 67 y 68 no hay ningún déficit horario ni diario de e-metanol en los depósitos de acumulación.

### 3.7 Caso 2

#### 3.7.1 Número máximo de pesqueros admisibles

En este apartado se determinará el número máximo de pesqueros que es capaz de abastecer dicha instalación ya dimensionada previamente con 3 electrolizadores H-TEC MPH PEM de 10 MW de 240 m<sup>2</sup> y un sintetizador TOPSOE TIER 1 de 150 MTPD.

Para este estudio se realizará una simulación de generación, consumo y almacenamiento con las siguientes condiciones de contorno:

- Consumo promedio por barco: 22.222 L Metanol
- Duración promedio por marea: 10 días
- Depósitos de almacenamiento: 800.000 L Metanol
- Número de bombas de suministro: 4
- Caudal del surtidor: 200 L/min
- Horario surtidor: 8 horas/día (6:00-13:00)

En base a estos datos se ha realizado una simulación durante 30 días en el que se ha estudiado la generación, consumo y almacenamiento del metanol.

En este caso dado que el horario del surtidor son 8 h/día con 4 bombas de 200 L/min la demanda máxima a cada hora es de 48 m<sup>3</sup> de metanol a la hora, tardando un total de 14 horas (2 días aproximadamente). en repostar 672 m<sup>3</sup> de metanol los 30 pesqueros con el consumo promedio por barco de 22.222 L

$$Caudal_{surtidores} = \frac{N_{Bombas} * Q_{Bombas} * 60}{1000} = \frac{4 * 200 * 60}{1000} = 48 \text{ m}^3 \text{ metanol/h} \quad (51)$$

Realizando ajustes manuales en la simulación se ha determinado que el consumo de la flota por repostaje es de 912 m<sup>3</sup> de metanol/repostaje

$$Consumo_{\frac{flota}{repostaje}} = 912 \text{ m}^3 \text{ metanol/repostaje} \quad (52)$$

Como la duración promedio por marea es de 10 días la flota pesquera puede realizar 3 repostajes/pesquero realizando un total de 90 repostajes con un consumo de 2.016 m<sup>3</sup> de metanol.

$$Consumo_{flota/mes} = Consumo_{\frac{flota}{repostaje}} * N^{\circ}_{repostajes} \quad (53)$$

$$Consumo_{flota/mes} = 912 * 3 = 2736 \text{ m}^3 \text{ metanol/mes} \quad (54)$$

Teniendo en cuenta este consumo de 2.736 m<sup>3</sup> de metanol provoca que los 3 electrolizadores se encuentren fluctuando entre los puntos de operación inferior 99% y superior 100% del índice de carga medio anual del 99,86%.

Se recalculará la demanda existente para el mes de enero:

$$Producción_{Metanol} = \frac{\left( \frac{Consumo_{flota} * \rho_{metanol}}{mes} \right)}{N^{\circ} dias_mes} = \frac{(2736 * 0,792)}{31} = 69,9 \text{ Tn/día} \quad (55)$$

$$Indice \ de \ carga_{sintetizador} = \frac{Producción_{Metanol}}{Capacidad_{Metanol}} = \frac{69,9}{150} * 100 = 47\% \quad (56)$$

Los consumos correspondientes de hidrógeno y CO<sub>2</sub> con el índice de carga de la planta sintetizadora de metanol son:

$$Consumo_{H_2/h} = Indice \ de \ carga_{sintetizador} * Consumo \ Nominal_{H_2} \quad (57)$$

$$Consumo_{H_2/h} = \frac{47}{100} * 13300 = 6198 \text{ Nm}^3/h \quad (58)$$

$$Consumo_{CO_2/h} = Indice \ de \ carga_{sintetizador} * Consumo \ Nominal_{CO_2} \quad (59)$$

$$Consumo_{CO_2/h} = \frac{47}{100} * 4500 = 2097 \text{ Nm}^3/h \quad (60)$$

A continuación, se encuentran los cálculos realizados para el resto del año de la planta sintetizadora de metanol:

**Tabla 24. Demandas mensuales del sintetizador de metanol TOPSOE TIER 1, fuente: elaboración propia**

TOPSOE TIER 1	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
Capacidad Nominal Metanol [Tn/día]	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Consumo H <sub>2</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]	13300	13300	13300	13300	13300	13300	13300	13300	13300	13300	13300	13300	13300
Consumo CO <sub>2</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Indica de carga	47%	52%	47%	48%	47%	48%	47%	47%	48%	47%	48%	47%	48%
Consumo H <sub>2</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]	6198	6862	6198	6404	6198	6404	6198	6198	6404	6198	6404	6198	75864
Consumo CO <sub>2</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]	2097	2322	2097	2167	2097	2167	2097	2097	2167	2097	2167	2097	25668
Potencia Demandada [MW]	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8
Potencia Instalada [MW]	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

Se realizarán los cálculos necesarios para el electrolizador:

Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

$$Indice\ de\ carga_{Electrolizador} = \frac{Producción_{H_2}}{Capacidad_{H_2}} = \frac{6198}{6390} * 100 = 97\% \quad (61)$$

Teniendo en cuenta esto el número máximo de pesqueros admitidos sin que a la larga exista déficits de suministro será de 41 pesqueros.

$$N^o_{Pesqueros} = \frac{Consumo_{flota/mes}}{N^o_{Repostajes} * Consumo_{promedio\ pesquero}} = \frac{2736}{3 * 22,2} = 41\ Pesqueros \quad (62)$$

Se calcula los consumos específicos correspondientes de energía eléctrica y agua:

$$Consumo_{kWh/Nm^3\ H_2} = \frac{Consumo \left[ \frac{kWh}{kg} H_2 \right]}{\left( \frac{Capacidad\ Nominal\ H_2 \left[ \frac{Nm^3}{h} \right]}{Capacidad\ Nominal\ H_2 \left[ \frac{kg}{h} \right]} \right)} = \frac{51}{574,8} \quad (63)$$

$$= 4,59\ kWh/Nm^3\ H_2$$

$$Consumo_{H_2O/h} = Indice\ de\ carga_{Electrolizador} * Consumo\ Nominal_{H_2O} \quad (64)$$

$$Consumo_{H_2O/h} = \left( \frac{97}{100} * 5550 \right) / 1000 = 5\ Tn/h \quad (65)$$

**Tabla 25. Demandas mensuales de los 3 electrolizadores H-TEC SYSTEMS, fuente: elaboración propia.**

3x H-TEC SYSTEMS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
Capacidad Nominal H <sub>2</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]	6390	6390	6390	6390	6390	6390	6390	6390	6390	6390	6390	6390	6390
Capacidad Nominal H <sub>2</sub> [kg/h]	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8	574,8
Consumo H <sub>2</sub> O [kg/h H <sub>2</sub> ]	5550	5550	5550	5550	5550	5550	5550	5550	5550	5550	5550	5550	5550
Consumo [kWh/kg H <sub>2</sub> ]	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Consumo [kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ]	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59	4,59
Indica de carga	97%	107%	97%	100%	97%	100%	97%	97%	100%	97%	100%	97%	99%
Consumo [MWh/mes]	21154	21154	21154	21154	21154	21154	21154	21154	21154	21154	21154	21154	253852
Consumo H <sub>2</sub> O [Tn/h]	5	6	5	6	5	6	5	5	6	5	6	5	66
Potencia Demandada [MW]	28,4	31,5	28,4	29,4	28,4	29,4	28,4	28,4	29,4	28,4	29,4	28,4	29,0
Potencia Instalada [MW]	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

---

Finalmente, se tabula la producción nominal de metanol [Tn/día] y los consumos de metanol [L/mes], CO<sub>2</sub> [Tn/mes], H<sub>2</sub>O [Tn/mes], energía eléctrica [MWh/mes] y potencia media [MW].

$$Producción_{Metanol} = \frac{(\text{Consumo}_{flota} * \rho_{metanol})}{N^{\circ}_{dias\_mes}} = \frac{(2736 * 0,792)}{31} = 69,9 \text{ Tn/día} \quad (66)$$

$$\text{Consumo}_{CO_2} = \frac{\text{Consumo}_{CO_2/h} * \rho_{CO_2} * 24 * N^{\circ}_{dias\_mes}}{1000} \quad (67)$$

$$\text{Consumo}_{CO_2/mes} = \frac{2097 * 1,977 * 24 * 31}{1000} = 3084 \text{ Tn } CO_2/mes \quad (68)$$

$$\text{Consumo}_{H_2O/mes} = \text{Consumo}_{H_2O/h} * 24 * N^{\circ}_{dias\_mes} \quad (69)$$

$$\text{Consumo}_{H_2O/mes} = 5 * 24 * 31 = 4005 \text{ Tn } H_2O/mes \quad (70)$$

$$\text{Consumo}_{MWh/mes} = \frac{\text{Consumo}_{\frac{kWh}{Nm^3H_2}} * \text{Consumo}_{H_2/h} * 24}{1000} \quad (71)$$

$$\text{Consumo}_{MWh/mes} = \frac{4,59 * 6198 * 24}{1000} = 21154 \text{ MWh/mes} \quad (72)$$

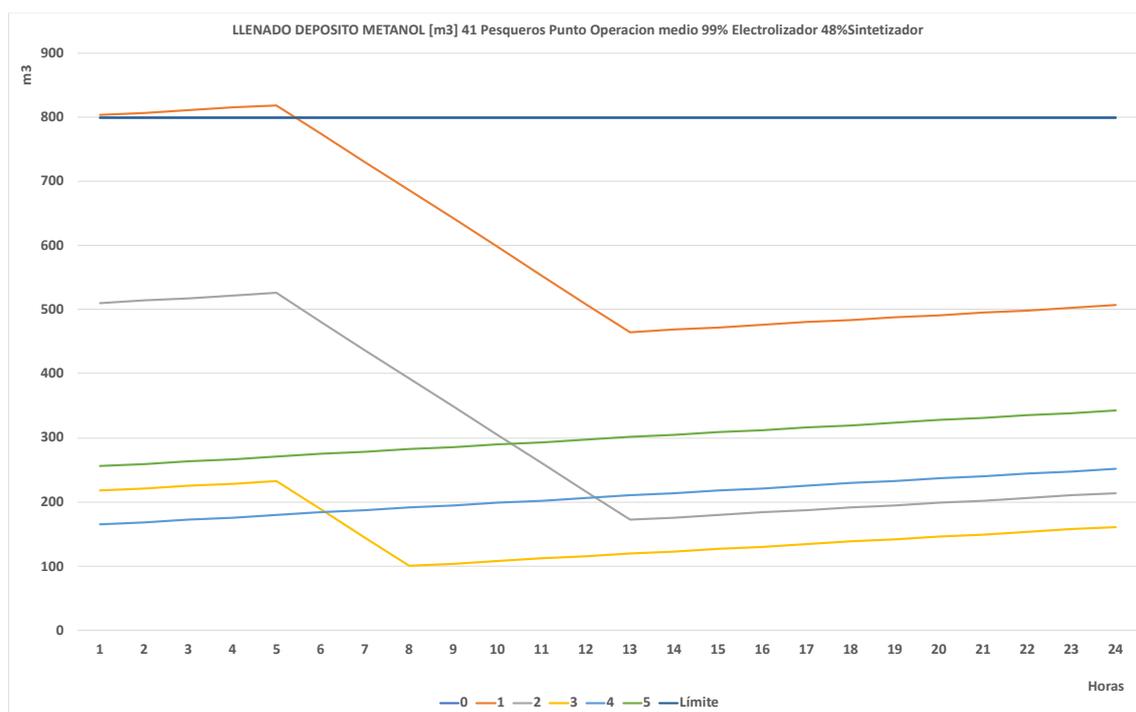
$$\text{Potencia media}_{MW} = \frac{\text{Consumo}_{MWh}}{24 * N^{\circ}_{dias\_mes}} = \frac{21154}{24 * 31} = 28,4 \text{ MW} \quad (73)$$

**Tabla 26. Demandas mensuales generales de la instalación de e-metanol (caso 2), fuente: elaboración propia.**

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
Consumo [L/mes]	2.736.000	2.736.000	2.736.000	2.736.000	2.736.000	2.736.000	2.736.000	2.736.000	2.736.000	2.736.000	2.736.000	2.736.000	32.832.000
Producción Nominal Metanol [Tn/día]	69,9	77,4	69,9	72,2	69,9	72,2	69,9	69,9	72,2	69,9	72,2	69,9	71,3
Consumo CO <sub>2</sub> [Tn/mes]	3.084	3.084	3.084	3.084	3.084	3.084	3.084	3.084	3.084	3.084	3.084	3.084	37.014
Consumo H <sub>2</sub> O [Tn/mes]	4.005	4.005	4.005	4.005	4.005	4.005	4.005	4.005	4.005	4.005	4.005	4.005	48.060
Consumo [MWh/mes]	21.154	21.154	21.154	21.154	21.154	21.154	21.154	21.154	21.154	21.154	21.154	21.154	253.852

### 3.7.2 Representación de llenado de depósitos

Teniendo en cuenta que el número máximo que admite esta instalación es de 41 pesqueros de tal modo que no se produzca la falta de suministro. A continuación, se muestran las gráficas que representan la evolución de generación acumulada a medida que se van realizando los repostajes en el horario de 6:00-13:00.



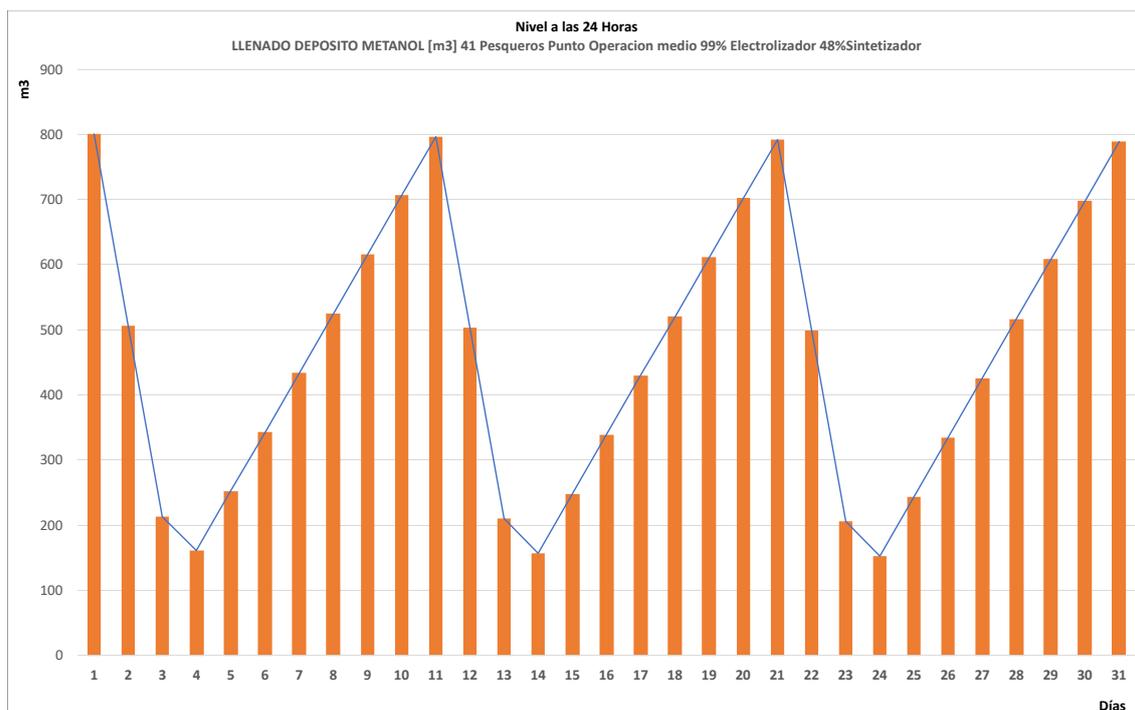
**Figura 69. Evolución del nivel acumulado horario de los depósitos de e-metanol (caso2), fuente: elaboración propia.**

En esta representación hay un día llamado “Día 0”, en el cual los depósitos se encuentran al 100% de su capacidad nominal con 800m<sup>3</sup> de metanol.

En el primer día en el horario de 6:00-13:00 comienzan las 4 bombas a repostar de forma simultánea y se observa como el volumen acumulado de metanol en los depósitos desciende desde los 800 m<sup>3</sup> (6:00) hasta los 460 m<sup>3</sup> (13:00) y el volumen final del día a las 24:00 es de 480 m<sup>3</sup>. En el segundo día en el horario se repite el mismo proceso, el volumen acumulado de

metanol en los depósitos desciende desde los 480 m<sup>3</sup> (6:00) hasta los 180 m<sup>3</sup> (13:00) y el volumen final del día a las 24:00 es de 220 m<sup>3</sup>. En el tercer día el volumen acumulado de metanol en los depósitos desciende desde los 190 m<sup>3</sup> (6:00) hasta los 100 m<sup>3</sup> (8:00) y el volumen final del día a las 24:00 es de 160 m<sup>3</sup>.

Como se puede observar los 41 pesqueros logran repostar en 3 días por lo que durante los 7 días el electrolizador y el sintetizador de metanol trabajan hasta llenar de nuevo los depósitos de acumulación de metanol. Los rangos de operación en los que trabaja el electrolizador oscilan entre el 99%-100% siendo el punto de operación medio del 99,81% y el punto de operación medio del 48% para el sintetizador de metanol.



**Figura 70. Evolución del nivel acumulado diario de los depósitos de e-metanol (caso 2), fuente: elaboración propia.**

En esta gráfica se puede observar la cantidad de metanol restante al final del cada día a las 24:00. Observando que durante los 3 días de repostaje el volumen acumulado en los depósitos desciende desde los 800 m<sup>3</sup> hasta los 160 m<sup>3</sup> siendo el volumen repostado de 912 m<sup>3</sup>.

### 3.7.3 Síntesis

Se ha mantenido el dimensionado de la instalación compuesta por: 3 electrolizadores H-TEC MPH PEM 30 MW, 1 sintetizador de metanol TOPSOE TIER 1, 4 depósitos de 200 m<sup>3</sup> y 4 bombas. Para esta instalación dimensionada para 30 buques pesqueros, el número máximo de buques admitidos sin que haya que modificar ningún elemento de la instalación es de 41 buques pesqueros.

Se necesitará energía de red eléctrica verde con una potencia continua de 29MW. Un suministro de agua continuo de 5,5 m<sup>3</sup>/h y de CO<sub>2</sub> de 2162 Nm<sup>3</sup>/h. Se deberá disponer de la superficie mínima para la instalación de la planta generadora de e-metanol de 720 m<sup>2</sup>.

Finalmente se observa en la Figura 69 y 70 no hay ningún déficit horario ni diario de e-metanol en los depósitos de acumulación.

### 3.8 Caso 3

En este apartado se ofrece las características tecnoeconómicas actuales y futuras de las tecnologías clave involucradas en este estudio del e-metanol. La lista de parámetros clave, incluidos los rangos de incertidumbre relevantes cuando sea posible, que se discuten en esta sección, se muestra a continuación:

- Técnico: eficiencia, vida útil, degradación, respuesta dinámica, flexibilidad, fiabilidad, nivel de preparación tecnológica (algunos indicadores se pueden evaluar en términos cualitativos) (hacer uso de CEDA y otros proyectos en curso).
- Económico: gastos de capital (CAPEX) y gastos operativos (OPEX)

No se incluyen indicadores de rentabilidad como el valor actual neto (VN) y la tasa de rendimiento interno (IRR), ya que dependen de las fuentes de ingresos, para las cuales los valores futuros están sujetos al mercado futuro. Condiciones, por lo tanto, muy inciertas. Estos datos se basan principalmente en los valores reportados por la literatura anterior, principalmente de estudios dirigidos a países de Europa. Tomamos el año 2015 como punto de referencia para el estado actual de la tecnología, mientras que las proyecciones para el año 2020 y 2030 se basan en una revisión de la literatura sobre, por ejemplo, curvas de aprendizaje y evocaciones de expertos. Las trayectorias de los costos finales se verán fuertemente afectadas por los esfuerzos de investigación y desarrollo (I+D) y los volúmenes de producción final.

#### 3.8.1 Electrolizador

##### 3.8.1.1 CAPEX

Los datos de CAPEX son representativos de los sistemas electrolizados con una capacidad entre 1 MW y 10 MW el, lo que corresponde a la escala del despliegue en los últimos años, a nivel piloto y comercial. El costo adicional relacionado con el transporte del electrolizador desde la fábrica hasta la ubicación, la instalación y la puesta en marcha, excluyendo los trabajos civiles y la conexión al resto de los componentes del electrolizador, debe sumar entre el 10% y el 20% de los datos dados en la Tabla 27. En cuanto a la OPEX, la electricidad es notablemente el principal contribuyente, pero al mismo tiempo, es importante alcanzar factores de alta capacidad, por lo tanto, hay una compensación entre el número de horas operativas y el costo de la electricidad. Más allá de la electricidad, otros factores, como el costo de mantenimiento, dependen menos de la tecnología y se ha asumido que están en un rango del 2-7% del CAPEX.

**Tabla 27. CAPEX actuales y futuros de los tipos de electrolizadores, fuente: Challenges in Power-to-X.**

	Tipo	2015			2020			2030		
		mínimo	media	máximo	mínimo	media	máximo	mínimo	media	máximo
ELECTROLIZADOR										
CAPEX [€/kW]	ALCALINA	884	1170	1456	676	1118	1560	478	718	957
CAPEX [€/kW]	PEM	936	1820	2704	832	1612	2392	478	1279	2080
CAPEX [€/kW]	SO			>2288	1664	3806	5949	676	2730	4784

En esta Tabla 27 CAPEX de se muestran varias tecnologías de electrólisis en relación con la capacidad eléctrica dependiendo del año. Todos los datos se dan en forma de rangos que incluyen un valor mínimo y máximo. Además, también se da un valor medio para las tecnologías alcalinas y PEM en 2015.

Se espera que la alcalina siga siendo la solución de menor costo en los próximos años, pero el costo adicional asociado con la electrólisis de PEM podría volverse marginal para 2030 si la financiación de I+D aumenta y la producción aumenta. Sin embargo, se espera que el segundo factor sea más importante para alcanzar un precio de 478 €/kW para 2030. Este también podría ser el caso de la electrólisis de SOEC, pero hay mucha más incertidumbre para esta tecnología según los expertos que participan en el estudio de elicitación, como se refleja en el amplio dado al CAPEX de la tecnología SOEC para 2030.

### 3.8.2 Otros indicadores de rendimiento para electrolizadores

Además del CAPEX, se deben considerar otros criterios como la vida útil, la eficiencia y el envejecimiento para seleccionar un electrolizador para una aplicación determinada. La Tabla 27 da el valor en condiciones nominales y si lo comparamos con la Tabla 28, podemos ver que CAPEX y la eficiencia están correlacionados positivamente entre las tres tecnologías. La electrólisis SOEC se realiza a alta temperatura, entre 700-900 °C, lo que resulta en una mayor eficiencia que las tecnologías PEM y alcalinas. Como consecuencia, el objetivo de eficiencia para 2030 sigue siendo el mismo y la I+D se centra en CAPEX. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que el rendimiento de un sistema electrolítico, en particular cuando se utiliza el suministro de electricidad renovable, puede estar lejos de estas condiciones nominales, por ejemplo, debido a la carga parcial. Sin embargo, los grandes sistemas de electrolizadores pueden integrar varias pilas en paralelo para mejorar el rendimiento y/o aumentar el rango operativo.

La eficiencia de la pila se ve afectada por parámetros como la temperatura y la presión de funcionamiento, que al mismo tiempo dependen de la operación de la carga. La mejora de la eficiencia de la pila en la operación de carga parcial se compensa con el consumo de electricidad, que no disminuye notablemente con la operación de carga parcial. La eficiencia de un electrolizador alcalino aumenta solo un 2% cuando la carga se reduce de la carga completa al 40% de la nominal. Esto podría ser incluso negativo si hay un compresor externo en su lugar. Otro valor reportado en el mismo estudio para la tecnología PEM se refiere a un aumento más marcado del 7% en la eficiencia cuando los sistemas electrolíticos funcionan con una carga del 62,5% (con respecto a la carga del 100%). Curiosamente, el rango de carga operativa de la electrólisis alcalina ha aumentado durante la última década con el fin de adaptar esta tecnología a la operación intermitente asociada con el suministro de electricidad renovable y puede ser tan bajo como el 20-25% de la capacidad nominal de los sistemas actuales disponibles en el mercado.

**Tabla 28. Eficiencia actual y futura de los tipos de electrolizadores, fuente: Challenges in Power-to-X.**

ELECTROLIZADOR	Tipo	2015			2020			2030		
		mínimo	media	máximo	mínimo	media	máximo	mínimo	media	máximo
Eficiencia [%]	ALCALINA	53	66	78	58	69	80	62	72	81
Eficiencia [%]	PEM	53	68	82	64	77	89	64	77	89
Eficiencia [%]	SOEC	90	94	98	90	94	98	90	94	98

La temperatura de funcionamiento también tiene un impacto positivo en el consumo de electricidad (es decir, el aumento de la eficiencia) y se han reportado sensibilidades de 0,02 kWhe/Nm<sup>3</sup>/10 °C y 0,024 kWhe/Nm<sup>3</sup>/10 °C para las tecnologías alcalinas y PEM, respectivamente. En cuanto a la presión, el hidrógeno generado se puede presurizar internamente (es decir, aumentar la presión de funcionamiento del electrolizador) o externamente (es decir, agregar un compresor adicional), pero el primero es óptimo con respecto a la eficiencia general a expensas de un aumento de la degradación de la pila. Los valores de vida útil de los sistemas electrolizados, que se dan en la Tabla 29 para varias tecnologías, están muy relacionados con la degradación, que también depende de las condiciones de funcionamiento. A pesar de las enormes mejoras en la última década, las tasas de degradación actuales siguen siendo mayores para PEM (hasta 3-8  $\mu$ V/h) que para la electrólisis alcalina (1-2  $\mu$ V/h, lo que corresponde a una degradación de eficiencia de aproximadamente un 0,5-1% por año). Las proyecciones futuras para las tecnologías PEM y SO todavía reflejan una gran incertidumbre en su vida útil y, por lo tanto, se espera que la alcalina siga siendo la tecnología más fiable para 2030.

**Tabla 29. Vida útil actual y futura de los tipos de electrolizadores, fuente: Challenges in Power-to-X**

ELECTROLIZADOR	Tipo	2015			2020			2030		
		mínimo	media	máximo	mínimo	media	máximo	mínimo	media	máximo
Vida útil [h]	ALCALINA	60000	78000	96000	90000	95000	100000	90000	95000	100000
Vida útil [h]	PEM	20000	40000	60000	60000	80000	100000	65000	82500	100000
Vida útil [h]	SOEC	8000	8000	8000	25000	25000	25000	60000	80000	100000

### 3.8.3 Sintetizador de metanol

#### 3.8.3.1 CAPEX

Entre los combustibles sintéticos, el metanol es una opción muy interesante a todo lo mencionado con anterioridad además de su a su flexibilidad y su desarrollo no requeriría una

infraestructura alternativa en comparación con el hidrógeno. La síntesis de metanol ya es un proceso común en el sector industrial basado en el gas de síntesis, es decir, la reacción del monóxido de carbono y el hidrógeno. Alternativamente, la producción de metanol se puede combinar con fuentes de energía renovables y producirse a través de una ruta basada en el hidrógeno generado a partir de la electrólisis y el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). En este caso, el metanol se puede sintetizar directamente a partir del dióxido de carbono o, alternativamente, convertirse primero en monóxido de carbono (CO) a través del cambio inverso de gas de agua, y luego se produce metanol en un segundo paso. Se dan datos CAPEX más bajos para el primer método como se informa en la Tabla 30. Una alternativa para producir combustibles de hidrocarburos líquidos consiste en utilizar un reactor Fischer-Tropsch para producir varios alcanos; la distribución del producto depende del tipo de catalizador utilizado.

**Tabla 30. CAPEX, OPEX, Eficiencia y vida útil del Reactor de metanol y del Fischer-Tropsch Reactor, fuente: Challenges in Power-to-X.**

	Tipo			
		mínimo	media	máximo
SINTETIZADOR METANOL				
CAPEX [€/kW]	Reactor Metanol	125	225	320
CAPEX [€/kW]	Fischer-Tropsch Reactor	85	200	310
OPEX [%/CAPEX]	Reactor Metanol	5	8	10
OPEX [%/CAPEX]	Fischer-Tropsch Reactor	5	8	10
Eficiencia [%]	Reactor Metanol	82	82	82
Eficiencia [%]	Fischer-Tropsch Reactor	70	75	80
Vida útil [h]	Reactor Metanol	30	35	40
Vida útil [h]	Fischer-Tropsch Reactor	30	35	40

### 3.8.4 OPEX

#### 3.8.4.1 Energía eléctrica

El precio de la energía eléctrica es de vital importancia en la generación de e-metanol sintético, ya que influye directamente en los costos de producción. Un precio de energía asequible y estable permite fabricar e-metanol de manera más competitiva y sostenible, impulsando su adopción como alternativa ecológica a los combustibles fósiles. En este estudio los costes operativos en el mercado a futuro de la energía eléctrica para España son de 52 a 58 [€/MWh].

#### 3.8.4.2 CO<sub>2</sub>

Dado que en este caso no se dispone de una planta de captura de CO<sub>2</sub> (DAC) para el proceso de generación de síntesis de metanol. El CO<sub>2</sub> será suministrado por terceros. Los costes operativos

Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

de este término no han parado de ascender. No obstante, se estima que los costos a futuro serán de 60 a 80 [€/Tn].

### 3.8.4.3 Agua

Finalmente, en este proceso se consume mucha agua es de valorar el coste de este bien tan escaso. En función de la comunidad autónoma, provincia suele variar el coste. Se estima que los costos serán de 1,09 [€/Tn].

### 3.8.5 Cálculos económicos

Teniendo en cuenta los costos CAPEX y OPEX 2030 expuestos anteriormente quedan resumidos en la siguiente Tabla 31:

**Tabla 31. CAPEX y OPEX, fuente: elaboración propia.**

CAPEX				mínimo	medio	máximo
	ELECTROLIZADOR [€]	30	MW	15.787.200,00 €	44.132.400,00 €	74.880.000,00 €
	SINTETIZADOR [€]	50	MW	6.250.000,00 €	11.250.000,00 €	16.000.000,00 €
OPEX						
	ELECTROLIZADOR [%/CAPEX]		-	315.744,00 €	1.985.958,00 €	5.241.600,00 €
	SINTETIZADOR [%/CAPEX]		-	312.500,00 €	843.750,00 €	1.600.000,00 €
	AGUA [€/Tn]	35.413	Tn	42.495,40 €	56.660,54 €	70.825,67 €
	CO <sub>2</sub> [€/Tn]	27.273	Tn	1.636.392,09 €	1.909.124,11 €	2.181.856,12 €
	ELECTRICIDAD [€/MWh]	187.049	MWh	9.726.531,55 €	10.287.677,61 €	10.848.823,66 €

A continuación, se determina los costes Coste [€/L] y Coste [€/mmBTU] de metanol mínimos, medios y máximos la demanda energética de 30 pesqueros:

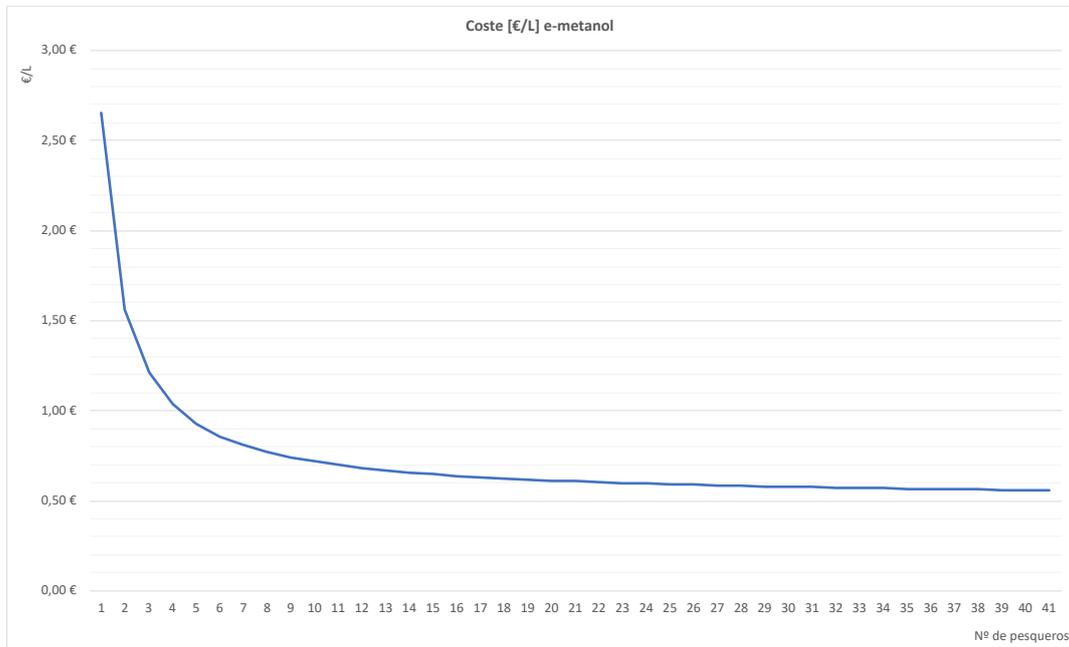
**Tabla 32. Costes [€/L] y [€/mmBTU], fuente: elaboración propia.**

Costo Metanol		min	media	max
	Volumen Generado [L]	24.192.000	24.192.000	24.192.000
	Energía [mmBTU]	433.255	433.255	433.255
	CAPEX + OPEX [€]	12.584.593,05 €	16.665.524,53 €	22.972.438,78 €
	Coste [€/L]	0,520 €	0,689 €	0,950 €
	Coste [€/mmBTU]	29,05 €	38,47 €	53,02 €

Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

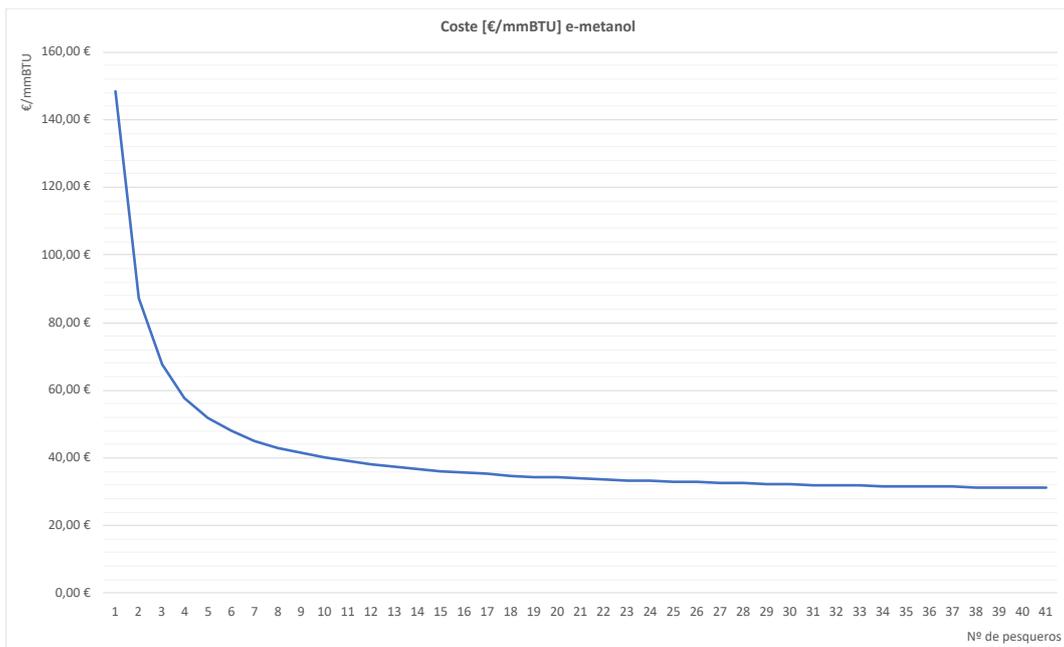
Según los costes resultantes de este estudio, el coste [€/L] para una flota de 30 buques pesqueros es de 0,520€ (min); 0,689€ (media); 0,950€ (max) y del coste [€/mmBTU] 29,05€ (min); 38,47€ (media); 53,02€ (max) en función de costes CAPEX empleados.

En el caso de que se decidiese poner la instalación a máxima producción sin tener en cuenta las restricciones de almacenamiento el coste [€/L] y coste [€/mmBTU] sería de 0,506€ y de 28,31€ respectivamente.



**Figura 71. Coste [€/L] de e-metanol por buque pesquero, fuente: elaboración propia.**

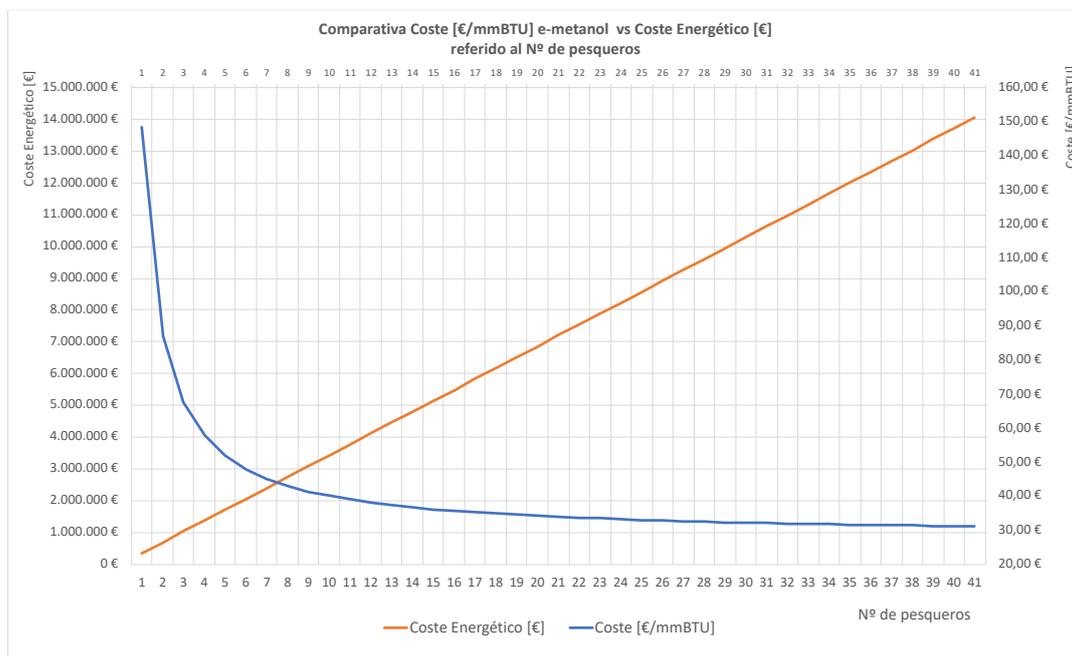
En la Figura 71 se representa la evolución de la evolución del coste [€/L] de e-metanol en función del número de buques pesqueros para la instalación compuesta de 3 electrolizadores H-TEC MPH PEM 30 MW, 1 sintetizador de metanol TOPSOE TIER 1 y 4 depósitos de 200 m<sup>3</sup>.



**Figura 72. Coste [€/mmBTU] de e-metanol por buque pesquero, fuente: elaboración propia.**

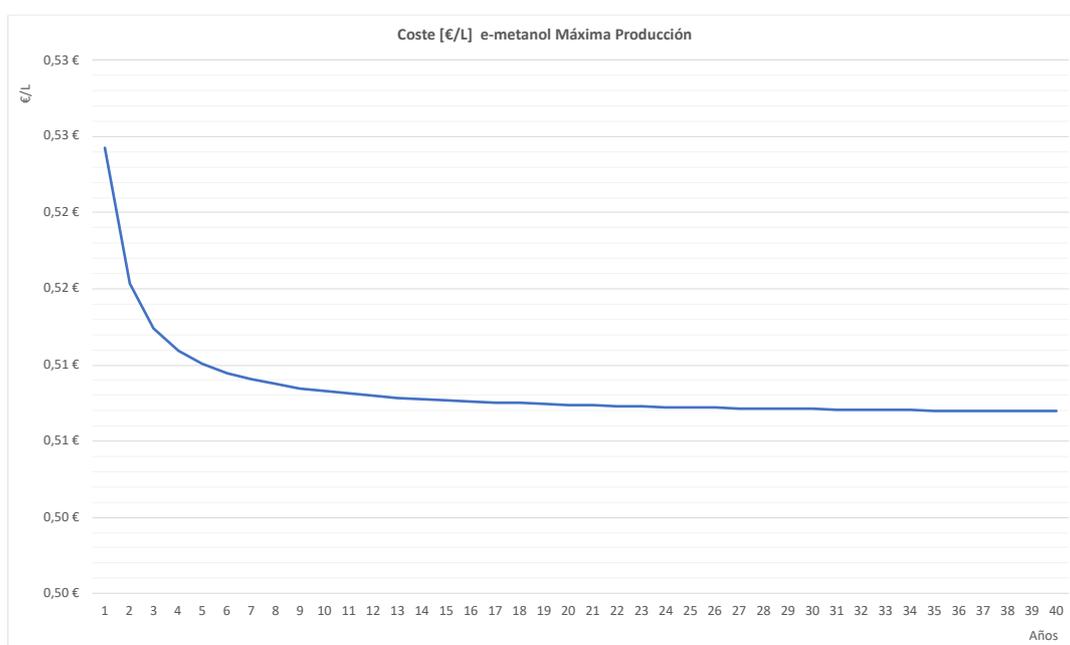
## Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

En la Figura 72 se representa la evolución del coste [€/mmBTU] de e-metanol en función del número de buques pesqueros para la instalación compuesta de 3 electrolizadores H-TEC MPH PEM 30 MW, 1 sintetizador de metanol TOPSOE TIER 1 y 4 depósitos de 200 m<sup>3</sup>.



**Figura 73. Comparativa Coste [€/mmBTU] vs Coste energético [€] de e-metanol por buque pesquero, fuente: elaboración propia.**

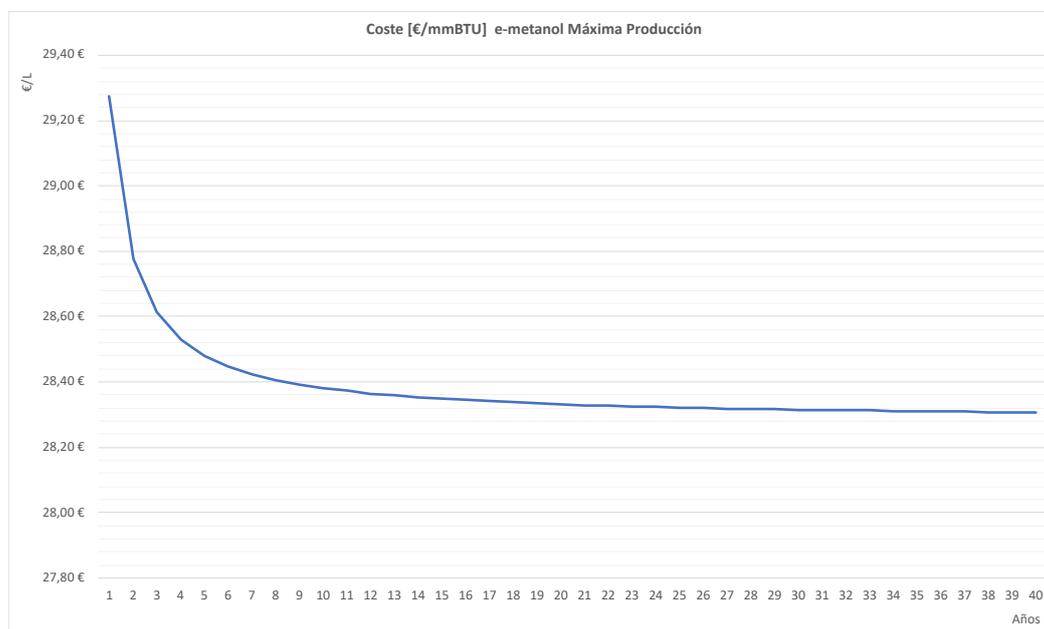
En la Figura 73 se representa la evolución del coste [€/mmBTU] de e-metanol vs el coste de la energía eléctrica consumida en función del número de buques pesqueros para la instalación compuesta de 3 electrolizadores H-TEC MPH PEM 30 MW, 1 sintetizador de metanol TOPSOE TIER 1 y 4 depósitos de 200 m<sup>3</sup>.



**Figura 74. Coste [€/L] de e-metanol a máxima producción, fuente: elaboración propia.**

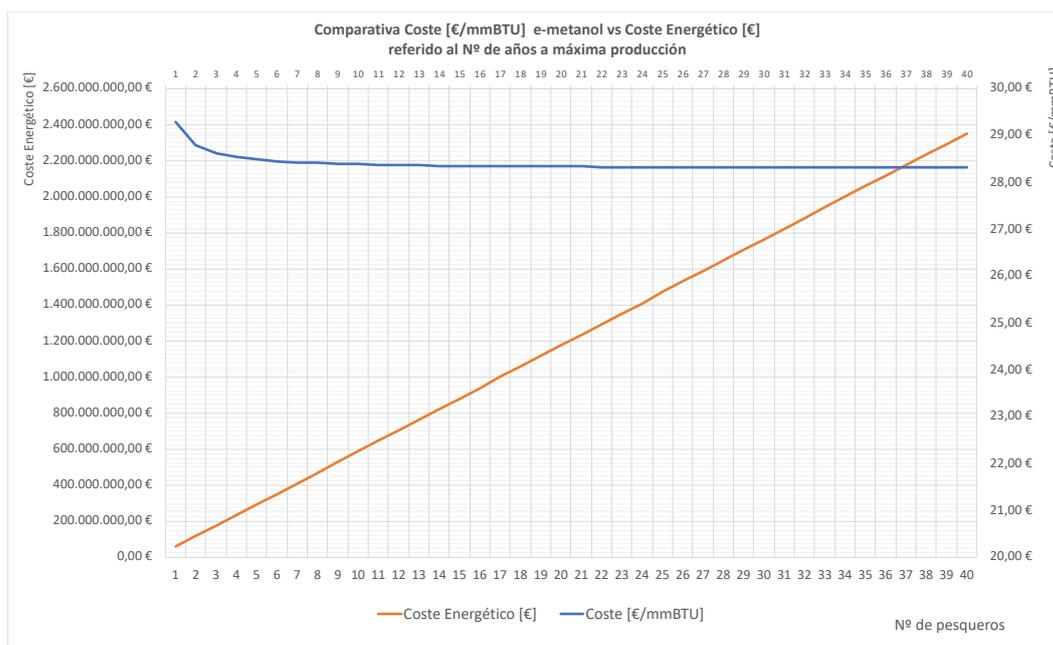
## Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

En la Figura 74 se representa la evolución del coste [€/L] de e-metanol a máxima producción en función de los años para la instalación compuesta de 3 electrolizadores H-TEC MPH PEM 30 MW, 1 sintetizador de metanol TOPSOE TIER 1 y 4 depósitos de 200 m<sup>3</sup>. En este apartado los depósitos en caso de sobreacumulación serían descargados mediante camiones cisterna.



**Figura 75. Coste [€/mmBTU] de e-metanol a máxima producción, fuente: elaboración propia.**

En la Figura 75 se representa la evolución del coste [€/mmBTU] de e-metanol a máxima producción en función de los años para la instalación compuesta de 3 electrolizadores H-TEC MPH PEM 30 MW, 1 sintetizador de metanol TOPSOE TIER 1 y 4 depósitos de 200 m<sup>3</sup>. En este apartado los depósitos en caso de sobreacumulación serían descargados mediante camiones cisterna.



**Figura 76. Comparativa Coste [€/mmBTU] vs Coste energético [€] de e-metanol a máxima producción, fuente: elaboración propia.**

Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

En la Figura 76 se representa la evolución del coste [€/mmBTU] de e-metanol vs el coste de la energía eléctrica consumida a máxima producción en función de los años para la instalación compuesta de 3 electrolizadores H-TEC MPH PEM 30 MW, 1 sintetizador de metanol TOPSOE TIER 1, 4 depósitos de 200 m<sup>3</sup> y 4 bombas. En este apartado los depósitos en caso de sobreacumulación serian descargados mediante camiones cisterna.

Según informes de DNV y ARGUS la evolución de precios actuales de los combustibles fósiles derivados del petróleo, biocombustibles con un 30%-100% "bio" y de e-combustible son los siguientes:

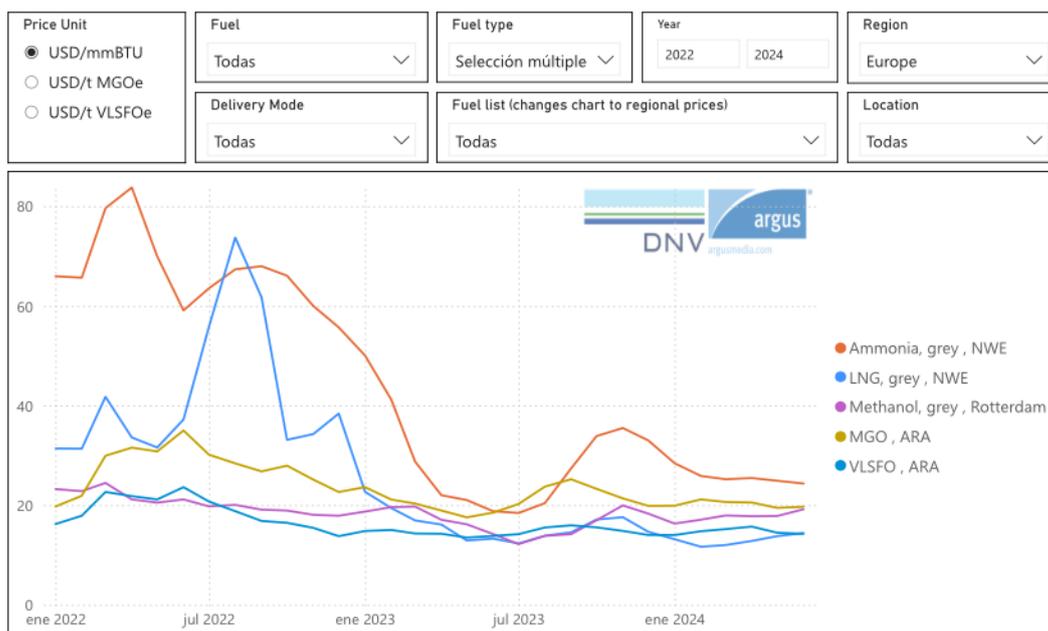


Figura 77. Precios USD/mmBTU de combustibles fósiles derivados del petróleo, fuente: DNV y Argus.

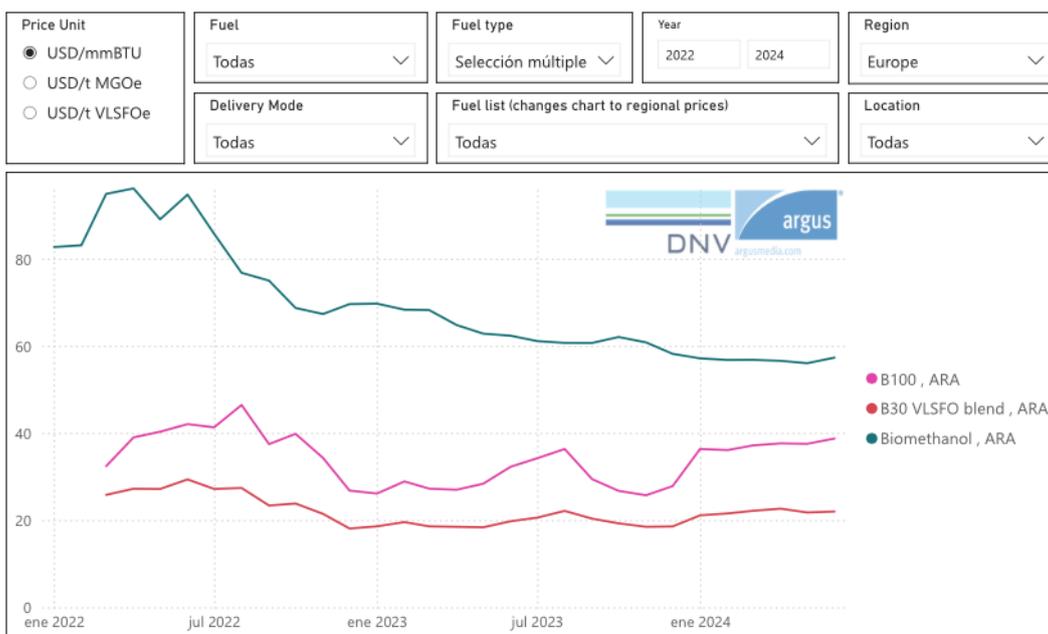


Figura 78. Precios USD/mmBTU de biocombustibles con un 30%-100% "bio", fuente: DNV y Argus.

Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

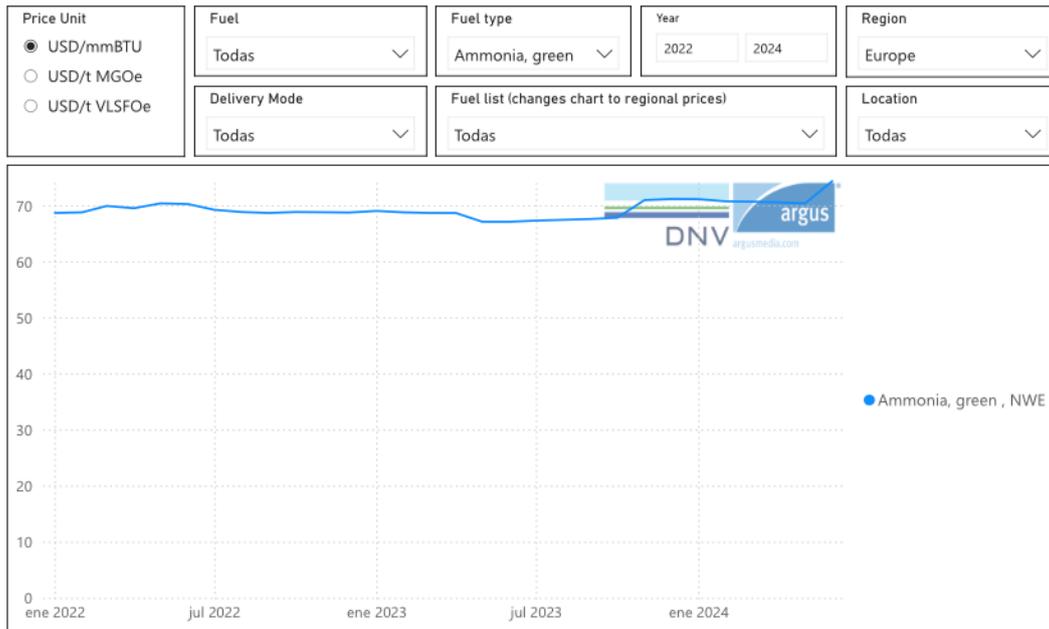


Figura 79. Precio USD/mmBTU de e-combustible, fuente: DNV y Argus.

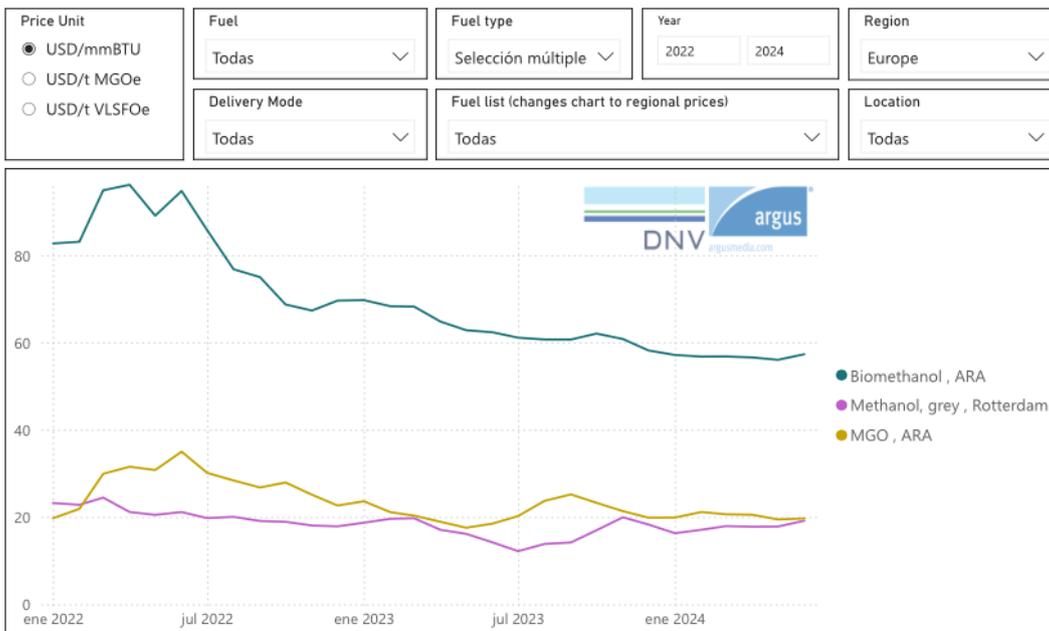
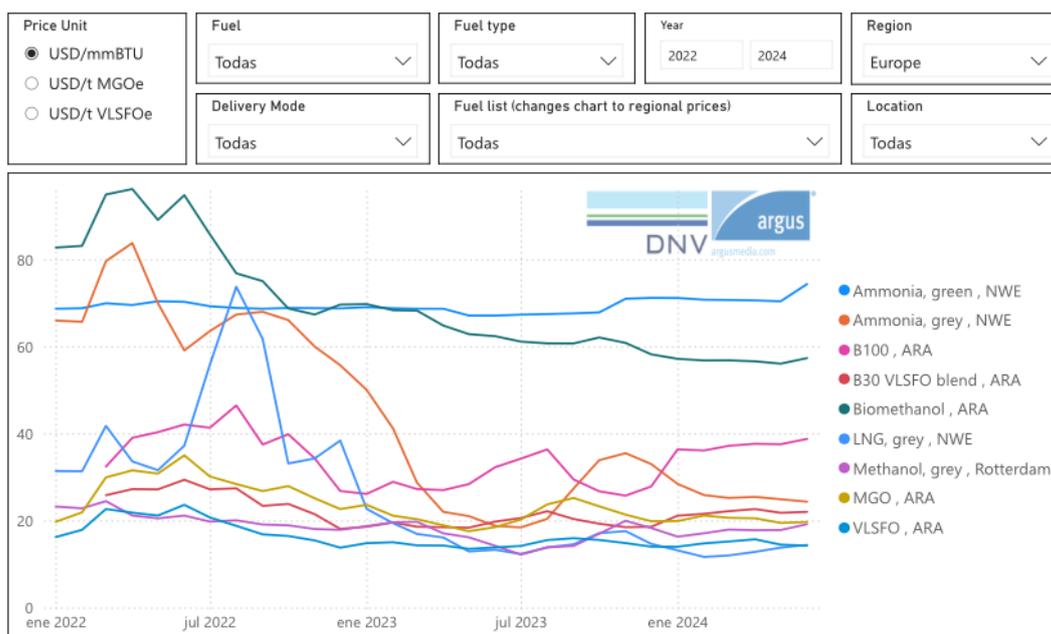


Figura 80. Precio USD/mmBTU de MGO, Biometanol y Metanol gris, fuente: DNV y Argus.

## Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable



**Figura 81. Precio USD/mmBTU de los combustibles actuales carburantes actuales, fuente: DNV y Argus.**

Fuel Type	Fuel name	Bunkering Location	Assessment Description	Delivery mode	Argus update frequency	DNV update frequency
Ammonia, green	NWE green ammonia modeled value, wholesale duty paid cfr	NWE	Green ammonia is produced using hydrogen from water electrolysis and nitrogen separated from the air. Based on a calculated price	DOB	monthly	Monthly
Ammonia, grey	NWE grey ammonia wholesale excluding duty	NWE	Grey ammonia is produced using natural gas or coal as feedstock. Based on a spot price assessment	CFR	weekly	Monthly
B100	ARA B100 dob	ARA	100% biodiesel (advanced FAME (Fatty Acid Methyl Ester)) plus delivery, storage, throughput cost. Based on a calculated price	DOB	daily	Weekly
B30 VLSFO blend	ARA B30 dob	ARA	30% biodiesel (advanced FAME (Fatty Acid Methyl Esters)), plus 70% VLSFO, minus Netherlands HBE-Gs, plus delivery/storage/blending/throughput cost. Based on a calculated price.	DOB	daily	Weekly
Biomethanol	RED bio-methanol delivered ARA netback	ARA	Biomethanol is produced from biomass and other nonfossil sources. Based on a spot price assessment	DOB	weekly	Monthly
HSFO	Fuel oil bunker 3.5%S 380cst Rotterdam dob	Rotterdam	Residual fuel oil with 3.5% sulphur maximum content. Based on a spot price assessment.	DOB	daily	Weekly
LNG, grey	North-West Europe (NWE) LNG bunker delivered	NWE	Liquefied fossil-derived natural gas. Based on a spot price assessment	DOB	weekly	Monthly
Methanol, grey	Rotterdam grey methanol delivered	Rotterdam	Grey methanol is produced using natural gas or coal as feedstock. Based on a spot price assessment	DOB	weekly	Monthly
MGO	ARA Marine gasoil 0.1%S	ARA	Marine gasoil with 0.1% sulphur maximum content. Based on a spot price assessment.	DOB	daily	Weekly
VLSFO	ARA Fuel oil bunker 0.5%S 380cst	ARA	Residual fuel oil with 0.5% sulphur maximum content. Based on a spot price assessment.	DOB	daily	Weekly

**Figura 82. Descripción de los tipos de combustible, fuente: DNV y Argus.**

En las Figura 77, 78 y 79 los valores de los combustibles [€/mmBTU] son los siguientes:

- Combustibles fósiles derivados del petróleo: 13 - 25 [€/mmBTU]
- Biocombustibles con un 30%-100% "bio": 22 - 58 [€/mmBTU]
- E-combustible: 75 [€/mmBTU]

En los resultados obtenidos de este estudio para el e-metanol [€/mmBTU] son los siguientes:

- E-metanol dimensionado 30 pesqueros: 29,05 – 38,47 – 53,02 [€/mmBTU]
- E-metanol máxima producción: 28,31 [€/mmBTU]

### 3.8.6 Síntesis

En el caso de que la instalación suministre a la flota de pesqueros, existe una reducción de costes de [€/mmBTU] del e-metanol frente al e-combustible (e-amoniaco) del 97%, o una reducción del 52% si se compara con biometanol y una reducción del 5% si se compara con 100% biocombustibles. No obstante, si la instalación genera en régimen continuo sin restricciones de almacenamiento existe una reducción del e-metanol frente al e-combustible (e-amoniaco) del 167%, o una reducción del 107% si se compara con biometanol y una reducción del 42% si se compara con 100%biocombustibles.

Actualmente según los resultados los e-combustibles ya son competitivos en términos de costo frente a los biocombustibles, pero no frente a los combustibles fósiles derivados del petróleo.

## 4 CONCLUSIONES

El metanol se presenta como una opción viable y ventajosa para su uso como combustible en la industria naval, especialmente para buques pesqueros, por varias razones clave.

Las ventajas del metanol es que se produce de forma verde siendo un combustible neutro en carbono. Aunque el tamaño del depósito de metanol es 2.4 veces mayor que el del MGO, sigue siendo más pequeño comparado con otros combustibles neutros en carbono como el hidrógeno (4.2) y el amoniaco (3.4). Este aumento de tamaño puede dificultar la conversión en función del espacio disponible. El metanol también ofrece ventajas significativas en términos de emisiones, siendo capaz de cumplir con los estrictos requisitos de las áreas de control de emisiones de la OMI (ECA) y mostrando reducciones comparables a las del LNG, pero con menores costos de instalación.

Desde el punto de vista de seguridad, la energía mínima de ignición, el metanol se encuentra en un punto intermedio entre la alta inflamabilidad del hidrógeno y la baja inflamabilidad del amoniaco, siendo más seguro y fácil de manejar. Además, no presenta problemas de fragilización asociados con la temperatura criogénica del hidrógeno líquido y su toxicidad es considerablemente menor que la del amoniaco, lo cual lo hace más seguro para su manejo y almacenamiento.

El electrolizador seleccionado es del tipo PEM frente a la alcalina por tener una mejor eficiencia a un costo CAPEX ligeramente superior, un costo nada comparado con las SOEC que triplican el coste de las PEM, además de que la oferta comercial de las SOEC es muy limitada. Además de poseer un menor consumo de sistema y como una mejor eficiencia a un costo CAPEX ligeramente superior, además de eliminarnos la solución KOH en el suministro de agua con respecto a los electrolizadores alcalinos.

Como es una actividad electrointensiva la generación de e-combustibles, en una primera instancia se ha planteado el suministro mediante instalación FV en la cubierta disponible. Como el suministro FV cubría la demanda energética de un 0,01% se ha descartado la instalación FV

Se han analizado 3 casos de estudio a lo largo del trabajo en los cuales:

En el Caso 1 la instalación generadora de e-metanol, dimensionada para abastecer a 30 buques pesqueros, está compuesta por 3 electrolizadores H-TEC MPH PEM 30 MW, 1 sintetizador de metanol TOPSOE TIER 1 y 4 depósitos de 200 m<sup>3</sup>; la cual es eficiente y suficiente en capacidad, sin mostrar déficit en la acumulación del e-metanol. Para ello los rangos de operación en los que trabaja el electrolizador en régimen discontinuo oscilan entre el 70%-75% siendo el punto de operación medio del 73% y el punto de operación medio del 35% para el sintetizador de metanol.

En el Caso 2 la misma instalación es capaz de abastecer hasta 41 buques sin necesidad de modificar la instalación, aunque es preciso un aumento en la energía eléctrica. Los rangos de operación en los que trabaja el electrolizador oscilan entre el 99%-100% siendo el punto de operación medio del 99,81% y el punto de operación medio del 48% para el sintetizador de metanol.

## Estudio técnico económico de la producción del e-metanol para abastecer las necesidades de un pesquero mediante hidrogeno verde obtenido a partir de energía renovable

---

En el Caso 3 se ha elaborado el costo en [€/L] y [€/mmBTU] teniendo en cuenta los CAPEX del electrolizador y sintetizador de metanol, así como también los OPEX de la energía eléctrica, CO<sub>2</sub> y agua. Obteniendo como resultado, el para una flota de 30 buques pesqueros es de 0,689€/L 38,47€/mmBTU (valores promedios) en función de costes CAPEX y OPEX empleados.

En el caso de que se decidiese poner la instalación a máxima producción sin tener en cuenta las restricciones de almacenamiento el coste sería de 0,506€/L y de 28,31€/mmBTU.

Económicamente, el e-metanol muestra una reducción de costes de [€/mmBTU] del e-metanol frente al e-combustible (e-amoniaco) del 97%, o una reducción del 52% si se compara con biometanol y una reducción del 5% si se compara con 100% biocombustibles. No obstante, si la instalación genera en régimen continuo sin restricciones de almacenamiento existe una reducción del e-metanol frente al e-combustible (e-amoniaco) del 167%, o una reducción del 107% si se compara con biometanol y una reducción del 42% si se compara con 100%biocombustibles. Tanto en operaciones de flujo discontinuo como continuos, destacándose como una alternativa competitiva frente a otros e-combustibles. Sin embargo, a pesar de estas ventajas, los e-combustibles aún no son competitivos en términos de costos frente a los combustibles fósiles derivados del petróleo.

En resumen, el metanol emerge como un combustible sostenible, seguro y económicamente ventajoso para la flota pesquera, con un balance adecuado entre eficiencia operativa y reducción de emisiones, presentando una solución viable para la transición hacia energías más limpias en el sector marítimo.

## 5 REFERENCIAS

- Acosta, S. (2024, junio 3). *European Energy prepara una inversión milmillonaria en e-metanol en España*. El Periódico de la Energía. [https://elperiodicodelaenergia.com/european-energy-prepara-una-inversion-milmillonaria-en-e-metanol-en-espana/?utm\\_medium=Social&utm\\_source=Twitter](https://elperiodicodelaenergia.com/european-energy-prepara-una-inversion-milmillonaria-en-e-metanol-en-espana/?utm_medium=Social&utm_source=Twitter)
- Alkaline, S.-H. (2022, febrero). *Renewable hydrogen for all applications*. Sunfire.de. [https://www.sunfire.de/files/sunfire/images/content/Sunfire.de%20\(neu\)/news/Sunfire-Factsheet-HyLink-Alkaline.pdf](https://www.sunfire.de/files/sunfire/images/content/Sunfire.de%20(neu)/news/Sunfire-Factsheet-HyLink-Alkaline.pdf)
- Ammonia as a marine fuel. (2022, noviembre). Dnv.com. <https://www.dnv.com/publications/ammonia-as-a-marine-fuel-191385/>
- AMMONIA AS A MARINE FUEL SAFETY HANDBOOK. (2022, marzo). Grontskipsfartsprogram.no. <https://grontskipsfartsprogram.no/wp-content/uploads/2022/03/Ammonia-as-Marine-Fuel-Safety-Handbook-Rev-01.pdf>
- Baivector, S. (2021, junio). *Hydrogen as marine fuel*. Eagle.org. <https://ww2.eagle.org/content/dam/eagle/publications/whitepapers/hydrogen-as-marine-fuel-whitepaper-21111.pdf>
- Bram, M. V., Liniger, J., Majidabad, S. S., Shabani, H. R., Teles, M. P. R., & Cui, X. (2024). Challenges in Power-to-X: A perspective of the configuration and control process for E-methanol production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 76, 315–325. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.05.273>
- Calvo, C. G. (2024, julio 5). *La UA participa en un proyecto para producir metanol verde*. Hidrogeno verde. <https://hidrogeno-verde.es/universidad-alicante-proyecto-para-metanol-verde/>
- Clima Vivero: Temperatura, Climograma y Temperatura del agua de Vivero. (s/f). Climate-data.org. Recuperado el 9 de julio de 2024, de <https://es.climate-data.org/europe/espana/galicia/vivero-27467/>
- Costes del agua en España. (2023, diciembre 29). iAgua. <https://www.iagua.es/noticias/redaccion-iagua/agua-espana-se-encarece-reto-recuperacion-costes>
- Cyber priority 2023. (2023). Dnv.com. <https://www.dnv.com/cybersecurity/cyber-insights/cyber-priority-2023/>
- Depósitos Lapesa. (s/f). Lapesa.es. Recuperado el 7 de julio de 2024, de [https://lapesa.es/sites/default/files/catalogo\\_lfd.pdf](https://lapesa.es/sites/default/files/catalogo_lfd.pdf)
- DNV. (s/f). Explore the Digital Marketplace | Veracity by DNV. Recuperado el 7 de julio de 2024, de <https://store.veracity.com/?query=marine&sortBy=relevance>

*Dual fuel and 100% hydrogen engines.* (2018, septiembre 5). BeHydro.  
<https://www.behydro.com>

Ebrahimzadeh Sarvestani, M., Norouzi, O., Di Maria, F., & Dutta, A. (2024). From catalyst development to reactor Design: A comprehensive review of methanol synthesis techniques. *Energy Conversion and Management*, 302(118070), 118070.  
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118070>

Engines, A. B. C. (2024, abril 30). *BeHydro 6DZ H2 genset*. Anglo Belgian Corporation; ABC Engines. <https://www.abc-engines.com/es/products-solutions/behydro-6dz-h2-genset>

*EPROX-DC.* (s/f). Man-es.com. Recuperado el 7 de julio de 2024, de [https://man-es.com/docs/default-source/document-sync/eprox-dc-eng.pdf?sfvrsn=e0f1767f\\_2](https://man-es.com/docs/default-source/document-sync/eprox-dc-eng.pdf?sfvrsn=e0f1767f_2)

*Ficha de datos de seguridad según reglamento (CE) 1907/2006 y (UE) 453/2010 1091 Metanol.* (2011, septiembre). Upv.es.  
<http://www.upv.es/entidades/DIRA/infoweb/dira/info/U0698126.pdf>

*Ficha tecnica fueloleos.* (s/f). Repsol.es. Recuperado el 7 de julio de 2024, de [https://www.repsol.es/content/dam/images-ecommerce/empresas/vvdd/gasoleo-industria/ficha\\_tecnica\\_fueloleos\\_tcm19-164642.pdf](https://www.repsol.es/content/dam/images-ecommerce/empresas/vvdd/gasoleo-industria/ficha_tecnica_fueloleos_tcm19-164642.pdf)

*FOR A STUDY ON COMPOSITION AND DRIVERS OF ENERGY PRICES AND COSTS IN ENERGY INTENSIVE INDUSTRIES: THE CASE OF THE CHEMICAL INDUSTRY - AMMONIA.* (2014, enero). Ceps.eu.  
<https://www.ceps.eu/download/publication/?id=8345&pdf=Ammonia.pdf>

From, T. N., Partoon, B., Rautenbach, M., Østberg, M., Bentien, A., Aasberg-Petersen, K., & Mortensen, P. M. (2024). Electrified steam methane reforming of biogas for sustainable syngas manufacturing and next-generation of plant design: A pilot plant study. *Chemical Engineering Journal (Lausanne, Switzerland: 1996)*, 479(147205), 147205. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2023.147205>

*Fuel for thought.* (s/f). Www.lr.org. Recuperado el 7 de julio de 2024, de [https://www.lr.org/en/knowledge/fuelforthought/methanol/?creative=692968919456&keyword=methanol%20as%20marine%20fuel&matchtype=p&network=g&device=c&utm\\_source=google&utm\\_campaign=&utm\\_medium=cpc&utm\\_content=&utm\\_term=methanol%20as%20marine%20fuel&gad\\_source=1](https://www.lr.org/en/knowledge/fuelforthought/methanol/?creative=692968919456&keyword=methanol%20as%20marine%20fuel&matchtype=p&network=g&device=c&utm_source=google&utm_campaign=&utm_medium=cpc&utm_content=&utm_term=methanol%20as%20marine%20fuel&gad_source=1)

*Futuros energia electrica España.* (s/f). Eex.com. Recuperado el 7 de julio de 2024, de <https://www.eex.com/en/market-data/power/futures>

Global, B. (2023, julio 19). *Bosch PEM electrolysis stack*. Bosch Hydrogen Energy.  
[https://www.boschhydrogenenergy.com/electrolysis/?gad\\_source=1&gclid=Cj0KCQjwai0BhDPArisAB6hmP6nVjLPe16k4Ebfa6QO0HI4D3OyH23xWRbQ7OoB3HgduMjTUYxM\\_V4aAjaQEALw\\_wcB](https://www.boschhydrogenenergy.com/electrolysis/?gad_source=1&gclid=Cj0KCQjwai0BhDPArisAB6hmP6nVjLPe16k4Ebfa6QO0HI4D3OyH23xWRbQ7OoB3HgduMjTUYxM_V4aAjaQEALw_wcB)

*Green methanol.* (s/f). Topsoe.com. Recuperado el 7 de julio de 2024, de <https://www.topsoe.com/processes/green-methanol>

*Hidrógeno - Alta Pureza.* (s/f). Soldaman.com. Recuperado el 7 de julio de 2024, de [https://www.soldaman.com/wp-content/uploads/Hidrogenos-Alta-Pureza316\\_45625.pdf](https://www.soldaman.com/wp-content/uploads/Hidrogenos-Alta-Pureza316_45625.pdf)

*Histórico costes CO2.* (s/f). Sendeco2.com. Recuperado el 8 de julio de 2024, de <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>

*HOJA DE SEGURIDAD DEL GAS LICUADO DE PETROLEO.* (s/f). Lojagas.com. Recuperado el 7 de julio de 2024, de <https://lojagas.com/nueva/wp-content/uploads/2017/08/G-99.-HOJA-DE-SEGURIDAD-GAS-LICUADO-DE-PETROLEO.pdf>

*H-TEC SYSTEMS PEM Electrolyzer.* (s/f). H-tec.com. Recuperado el 7 de julio de 2024, de [https://www.h-tec.com/fileadmin/user\\_upload/produkte/produktseiten/MHP/spec-sheet/H-TEC-Datenblatt-MHP-EN-23-08.pdf](https://www.h-tec.com/fileadmin/user_upload/produkte/produktseiten/MHP/spec-sheet/H-TEC-Datenblatt-MHP-EN-23-08.pdf)

*Hybrid marine propulsion systems.* (s/f). Man-es.com. Recuperado el 7 de julio de 2024, de [https://www.man-es.com/docs/default-source/document-sync/hybrid-marine-propulsion-systems-eng.pdf?sfvrsn=f30346c\\_4](https://www.man-es.com/docs/default-source/document-sync/hybrid-marine-propulsion-systems-eng.pdf?sfvrsn=f30346c_4)

*Hydrogen compared with other fuels.* (s/f). H2tools.org. Recuperado el 7 de julio de 2024, de <https://h2tools.org/bestpractices/hydrogen-compared-other-fuels>

*Hyprop eco.* (s/f). Man-es.com. Recuperado el 7 de julio de 2024, de [https://www.man-es.com/docs/default-source/marine/man-es\\_14-broch\\_hyprop-eco\\_preview.pdf?sfvrsn=62441006\\_22](https://www.man-es.com/docs/default-source/marine/man-es_14-broch_hyprop-eco_preview.pdf?sfvrsn=62441006_22)

*ICE EUA futures prices and ICE EUA futures futures prices.* (s/f). Barchart. Recuperado el 7 de julio de 2024, de [https://www.barchart.com/futures/quotes/CK\\*0/futures-prices?viewName=main](https://www.barchart.com/futures/quotes/CK*0/futures-prices?viewName=main)

Jafar, U., Nuhu, U., Khan, W. U., & Hossain, M. M. (2024). A review on green ammonia as a potential CO2 free fuel. *International Journal of Hydrogen Energy*, 71, 857–876. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.05.128>

Karabeyoglu, A., & Evans, B. (2012, octubre). *Fuel conditioning system for ammonia-fired power plants.* Nh3fuelassociation.org. <https://nh3fuelassociation.org/wp-content/uploads/2012/10/evans-brian.pdf>

Kim, K., Roh, G., Kim, W., & Chun, K. (2020). A preliminary study on an alternative ship propulsion system fueled by ammonia: Environmental and economic assessments. *Journal of Marine Science and Engineering*, 8(3), 183. <https://doi.org/10.3390/jmse8030183>

Kober, T., Bauer, C., Bach, C., Beuse, M., Georges, G., Held, M., Heselhaus, S., Korba, P., Küng, L., Malhotra, A., Moebus, S., Parra, D., Roth, J., Rüdüsüli, M., Schildhauer, T., Schmidt, T., Schmidt, T., Schreiber, M., Segundo Sevilla, F. R., ... Teske, S. L. (2019). *Report: Perspectives of power-to-X technologies in Switzerland: Supplementary report to the white paper.* ETH Zurich.

- Linde. (2022, junio 14). *Hoja de datos de seguridad P-4562*. Linde.com. [https://static.pr.d.echannel.linde.com/wcsstore/MX\\_LINDE\\_CatalogueAS/Attachment/Hojas-de-seguridad/MXAM4.0K.pdf](https://static.pr.d.echannel.linde.com/wcsstore/MX_LINDE_CatalogueAS/Attachment/Hojas-de-seguridad/MXAM4.0K.pdf)
- Man cryo*. (s/f). Man-es.com. Recuperado el 7 de julio de 2024, de [https://www.man-es.com/docs/default-source/marine/cryo/man-cryo-brochure.pdf?sfvrsn=a53c036c\\_6](https://www.man-es.com/docs/default-source/marine/cryo/man-cryo-brochure.pdf?sfvrsn=a53c036c_6)
- marine engine programme*. (2024, julio). Man-es.com. [https://www.man-es.com/docs/default-source/marine/marineengineprogramme20205656db69fafa42b991f030191bb3bbb4.pdf?sfvrsn=9cac9964\\_114](https://www.man-es.com/docs/default-source/marine/marineengineprogramme20205656db69fafa42b991f030191bb3bbb4.pdf?sfvrsn=9cac9964_114)
- Me ga the latest dual fuel man b w two stroke engine*. (s/f). Man-es.com. Recuperado el 7 de julio de 2024, de [https://www.man-es.com/docs/default-source/marine/tools/me-ga--the-latest-dual-fuel-man-b-w-two-stroke-engine.pdf?sfvrsn=cc421d79\\_18](https://www.man-es.com/docs/default-source/marine/tools/me-ga--the-latest-dual-fuel-man-b-w-two-stroke-engine.pdf?sfvrsn=cc421d79_18)
- Methanex*. (2023, enero 20). Methanex. <https://www.methanex.com>
- Methanol safe handling manual*. (s/f). Methanol.org. Recuperado el 7 de julio de 2024, de [https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/03/Safe-Handling-Manual\\_5th-Edition\\_Final.pdf](https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/03/Safe-Handling-Manual_5th-Edition_Final.pdf)
- Morgan, E. R. (2013). *Techno-economic feasibility study of ammonia plants powered by offshore wind*. University of Massachusetts Amherst. <https://doi.org/10.7275/11KT-3F59>
- Naval propellers*. (s/f). MAN Energy Solutions. Recuperado el 7 de julio de 2024, de <https://www.man-es.com/marine/products/propeller-aft-ship/naval-propellers>
- Nel hydrogen electrolyzers*. (2021). Nelhydrogen.com. <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2024/01/Electrolyzers-Brochure-Rev-D-1.pdf>
- No title*. (s/f). Gotowebinar.com. Recuperado el 7 de julio de 2024, de <https://register.gotowebinar.com/webinarOver>
- OMIE*. (s/f). Omie.es. Recuperado el 7 de julio de 2024, de <https://www.omie.es>
- Plug electrolyzers key to creating low-carbon methanol*. (s/f). Plugpower.com. Recuperado el 7 de julio de 2024, de <https://resources.plugpower.com/electrolyzer-hydrogen-production/plug-electrolyzers-key-to-creating-low-carbon-methanol>
- Potential of Ammonia as Fuel in Shipping [updated]*. (2023, septiembre 26). Europa.Eu. <https://www.emsa.europa.eu/newsroom/latest-news/item/4833-potential-of-ammonia-as-fuel-in-shipping.html>
- Potential of hydrogen as fuel for shipping*. (2023, noviembre 10). Europa.Eu. <https://www.emsa.europa.eu/publications/reports/item/5062-potential-of-hydrogen-as-fuel-for-shipping.html>

Pressure, M. O. (s/f). *Gas production hydrogen oxygen*. Elogenh2.com. Recuperado el 7 de julio de 2024, de [https://elogenh2.com/wp-content/uploads/2021/04/Elogen\\_Product\\_sheet-Multi-MW.pdf](https://elogenh2.com/wp-content/uploads/2021/04/Elogen_Product_sheet-Multi-MW.pdf)

Pressurized alkaline electrolysis. (s/f). *MCLYZER PRODUCT LINE*. Clever-cloud.com. Recuperado el 7 de julio de 2024, de [https://cellar-c2.services.clever-cloud.com/com-mcphy/uploads/2023/06/2023\\_McLyzer-Product-Line-EN.pdf](https://cellar-c2.services.clever-cloud.com/com-mcphy/uploads/2023/06/2023_McLyzer-Product-Line-EN.pdf)

*Productos inflamables*. (1993). Insst.es. [https://www.insst.es/documents/94886/326853/ntp\\_379.pdf/a8bbcd8a-a6c1-4dca-b452-f32213e25752?version=1.2&t=1688062311152](https://www.insst.es/documents/94886/326853/ntp_379.pdf/a8bbcd8a-a6c1-4dca-b452-f32213e25752?version=1.2&t=1688062311152)

*Reaching zero with renewables*. (2020, septiembre). Irena.org. <https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Reaching-Zero-with-Renewables>

REE. (s/f). Ree.es. Recuperado el 7 de julio de 2024, de <https://www.ree.es/es>

Richard, S., Verde, V., Kezibri, N., Makhloufi, C., Saker, A., Gargiulo, I., & Gallucci, F. (2024). Power-to-ammonia synthesis process with membrane reactors: Techno- economic study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 73, 462–474. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.06.041>

Saathoff, S. (s/f-a). *Plug EX-2125D electrolyzer (English)*. Plugpower.com. Recuperado el 7 de julio de 2024, de <https://resources.plugpower.com/product-literature/ex-2125d-f041122>

Saathoff, S. (s/f-b). *Plug EX-4250D electrolyzer (English)*. Plugpower.com. Recuperado el 7 de julio de 2024, de <https://resources.plugpower.com/electrolyzers/ex-4250d-f041122>

*Seguridad del hidrógeno – H2Chile*. (s/f). H2chile.Cl. Recuperado el 7 de julio de 2024, de <https://h2chile.cl/seguridad-del-hidrogeno/>

*Sistemas de bombeo sumergibles Red Jacket*. (s/f). Gilbarco.com. Recuperado el 9 de julio de 2024, de <https://www.gilbarco.com/eu/es/nuestras-soluciones/sistemas-de-bombeo-sumergibles-red-jacket>

Soec, S.-H. (2023, noviembre). *Renewable hydrogen for industrial applications*. Sunfire.de. [https://www.sunfire.de/files/sunfire/images/content/Produkte\\_Technologie/factsheets/Sunfire-Factsheet-HyLink-SOEC\\_2023Nov.pdf](https://www.sunfire.de/files/sunfire/images/content/Produkte_Technologie/factsheets/Sunfire-Factsheet-HyLink-SOEC_2023Nov.pdf)

*Study on the use of ethyl and methyl alcohol as alternative fuels in shipping*. (2016, junio 6). Europa.Eu. <https://emsa.europa.eu/air-pollution/alternative-fuels/items.html?cid=329&id=2726>

*The Future of Hydrogen*. (2019, junio). IEA. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

*The Future of Petrochemicals*. (2018, octubre). IEA. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-petrochemicals>

*The maritime forecast to 2050.* (2023). Dnv.com.

<https://www.dnv.com/maritime/publications/maritime-forecast-2023/download-the-report/>

*The methanol fuelled man b w lgim engine.* (2022, agosto). Man-es.com. [https://www.man-es.com/docs/default-source/document-sync/the-methanol-fuelled-man-b-w-lgim-engine63e54a8470694265bdeb07314c4f0e11.pdf?sfvrsn=148c08f0\\_0](https://www.man-es.com/docs/default-source/document-sync/the-methanol-fuelled-man-b-w-lgim-engine63e54a8470694265bdeb07314c4f0e11.pdf?sfvrsn=148c08f0_0)

*Triskelion green methanol plant.* (s/f). Tklmethanol.Es. Recuperado el 7 de julio de 2024, de <https://tklmethanol.es/index.html>

Us Epa, O. (2014a). *Ammonia results - AEGl program.* <https://www.epa.gov/aegl/ammonia-results-aegl-program>

Us Epa, O. (2014b). *Methanol results - AEGl program.* <https://www.epa.gov/aegl/methanol-results-aegl-program>